

**НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ**

**«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»**

**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту  
Кафедра електропостачання**

«На правах рукопису»

УДК \_\_\_\_\_

«До захисту допущено»

Науковий керівник кафедри

\_\_\_\_\_ В. А. Попов

«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

## **Магістерська дисертація**

**на здобуття ступеня магістра**

зі спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та  
електромеханіка»

спеціалізації Енергетичний менеджмент та енергоефективність

**на тему: «Управління режимами генерування електроенергії сонячними  
електростанціями»**

Виконав (-ла):

студент (-ка) VI курсу, групи ОН -71мп

Коломієць Владислав Павлович

Керівник:

к.т.н., доц. Находов В. Ф.

Консультант з нормоконтролю:

ас. Прокопенко І.Д.

Рецензент:

Засвідчую, що у цій магістерській  
дисертації немає запозичень з праць  
інших авторів без відповідних  
посилань.

Студент (-ка) \_\_\_\_\_

Київ – 2018 року

**Національний технічний університет України**  
**«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»**  
**Інститут енергозбереження та енергоменеджменту**  
**Кафедра електропостачання**

Рівень вищої освіти – другий (магістерський) за освітньо-професійною програмою

Спеціальність 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Спеціалізація «Енергетичний менеджмент та енергоефективність»

ЗАТВЕРДЖУЮ

Науковий керівник кафедри

\_\_\_\_\_ В. А. Попов

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ р.

**ЗАВДАННЯ**

**на магістерську дисертацію студенту**

**Коломієць Владислав Павлович**

1. Тема дисертації «Управління режимами генерування електроенергії сонячними електростанціями»

№ з/п	Назва етапів виконання магістерської дисертації	Термін виконання етапів магістерської дисертації	Примітка
1.	Визначення характерних режимів роботи сонячних електростанцій.	01.09.18 – 12.09.18	
2.	Формування можливих сценаріїв розвитку сонячної енергетики в Україні.	15.09.18 – 30.09.18	
3.	Аналіз впливу сонячної енергетики на режими роботи енергоблоків теплових електростанцій	01.10.18 – 21.10.18	
4.	Визначення методики розрахунку додаткових грошових витрат та	26.10.18 – 12.11.18	

	втрат теплових електростанцій		
--	-------------------------------	--	--

Студент

В. П. Коломієць

Науковий керівник дисертації

В. Ф. Находов

## РЕФЕРАТ

**Структура та обсяг роботи.** Магістерська дисертація на тему «Управління режимами генерації сонячними електростанціями» складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку використаних джерел. Загальний обсяг роботи складає 95 сторінки, основного тексту, в тому числі 19 рисунків, 29 таблиць, 20 бібліографічних найменувань.

**Актуальність теми.** Україна є енергодефіцитною країною та імпортує близько 75% енергоносіїв. Також українська промисловість є досить енергоємною, оскільки в 3-5 рази перевищує відповідні показники економічно розвинутих країн, тому Україна є надзвичайно чутлива до умов імпортування природних енергоносіїв.

Використання відновлювальних джерел енергії є одним із найбільш важливих напрямів енергетичної політики України. Збільшення частки використання відновлювальних джерел енергії в енергетичній системі України сприятиме підвищенню диверсифікації джерел енергоносіїв, що, в свою чергу, сприятиме зміцненню енергетичної незалежності країни. Однак головною особливістю роботи сонячних електростанцій є погана прогнозованість їх потужності у короткостроковий період, а також значна різниця у виробництві електричної енергії у різні дні, внаслідок впливу метеорологічних умов, що зумовлює значне зростання вимог до маневрених генеруючих потужностей України. В свою чергу розвиток СЕС не знижує потреби в традиційній генерації, оскільки під час максимуму ОЕС України в СЕС проглядається високий спад генерації, що пов'язаний з погодними умовами.

На сьогоднішній день оперативне управління режимами виробництва електроенергії в об'єднаній енергосистемі України здійснюється головним чином за рахунок використання маневрених можливостей енергоблоків теплових електростанцій генеруючих компаній (ТЕС ГК), а також шляхом зміни кількості цих енергоблоків, які знаходяться в роботі протягом доби. Очевидно, що

вимушене використання енергоблоків ТЕС в якості маневрених потужностей енергосистеми неминуче пов'язане зі значними додатковими витратами на виробництво електроенергії. З огляду, на теперішню ситуацію та з інтенсивним розвитком СЕС, безконтрольна генерація електроенергії призведе до збільшення додаткових витрат енергоблоків теплових електростанцій, тому питання управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями до досить актуальне.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Виконані в роботі дослідження відповідають напрямку «Енергетика та енергоефективність» Закону України № 2519-VI від 09.09.2010 р. «Про пріоритетні напрямки розвитку науки і техніки», стратегічним пріоритетним напрямом інноваційної діяльності в Україні на 2003-2013 роки «Новітні ресурсозберігаючі технології» Закону України № 433-IV від 16.01.2003 р. «Про пріоритетні напрями інноваційної діяльності в Україні», Комплексній програмі НТУУ «КПІ» «Енергетика сталого розвитку» і направленості тематики НДР кафедри електропостачання НТУУ «КПІ».

**Мета та задачі дослідження.** Метою дисертаційної роботи являється покращення режимів використання енергоблоків теплових електричних станцій шляхом управління режимами генерації об'єктів сонячної енергетики.

Для досягнення мети дослідження вирішенні наступні задачі:

- визначенні та узагальненні характерні режими роботи сонячних електростанцій;
- сформовані можливі сценарії розвитку сонячної енергетики України;
- проведений аналіз впливу сонячної енергетики на режими роботи енергоблоків теплових електростанцій;
- визначено методику розрахунку додаткових грошових витрат енергоблоків ТЕС, пов'язаних з погіршенням режимів їх роботи;

- створено механізм економічного управління режимами використання сонячних електростанцій.

**Об'єктом дослідження** є процеси управління, впровадження та використання об'єктів сонячної енергетики.

**Предметом дослідження** є методи і способи управління режимами використання сонячних електростанцій, що сприяють покращенню режимів роботи теплових електростанцій.

**Наукова новизна магістерської дисертації** полягає в наступному:

- обґрунтовано необхідність управління з боку ОЕС України процесами створення та використання СЕС;
- зроблено оцінку впливу режимів генерації електроенергії сонячних електростанцій на режими роботи енергоблоків ТЕС ГК;
- Запропоновано методичні основи побудови механізму економічного управління створенням та використанням СЕС в Україні.

**Практична значимість** отриманих результатів полягає у тому, що створення та застосування запропонованого механізму управління дозволить активно розвивати в Україні «зелену» енергетику, не погіршуючи при цьому режими роботи діючих енергоблоків ТЕС та уникаючи значних додаткових грошових витрат на виробництво електроенергії в об'єднаній енергетичній системі.

**Апробація результатів роботи.** Результати магістерської дисертації були оприлюднені на I науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ 22 листопада 2018 року з публікацією наукової статті у збірнику матеріалів конференції.

**Публікації.** Коломієць В. П. Управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями // I науково-технічній конференції магістрантів ІЕЕ 21 - 22 листопада 2018 року // Київ: Збірник наукових праць ІЕЕ, НТУУ "КПІ ім. Ігоря Сікорського", 2018.

**КЛЮЧОВІ СЛОВА:** сонячна енергетика, графік електричного навантаження, енергоблоки ТЕС ГК.



## ABSTRACT

**Structure and scope of work.** The master's dissertation on the topic "Management of solar power generation regimes" consists of an introduction, 4 chapters, conclusions, list of sources used. The total volume of work is 95 pages, the main text, including 19 drawings, 29 tables, 20 bibliographic titles.

**Actuality of theme.** Ukraine is an energy-deficit country and imports about 75% of energy. Also, the Ukrainian industry is quite energy intensive, since it is 3-5 times higher than the corresponding indicators of economically developed countries, so Ukraine is extremely sensitive to the conditions of import of natural energy resources.

The use of renewable energy sources is one of the most important directions of the energy policy of Ukraine. Increasing the share of renewable energy sources in Ukraine's energy system will increase the diversification of energy sources, which in turn will contribute to strengthening the country's energy independence. However, the main feature of solar power plants is the poor predictability of their capacity in the short-term, as well as a significant difference in the production of electric energy on different days, due to the influence of meteorological conditions, which results in a significant increase in requirements for maneuverable generating capacity in Ukraine. In its turn, the development of the SPP does not reduce the need for traditional generation, since at the maximum of Ukraine in the SPP, there is a high slump in the generation associated with weather conditions.

Today, the operational management of electricity generation regimes in the united power grid of Ukraine is mainly due to the use of maneuverability of power generating units of thermal power generating companies, as well as by changing the number of these power units that are in operation during the day. Obviously, the forced use of power units of TPPs as maneuverable power of the grid is inevitably linked to

significant additional costs for electricity generation. Given the current situation and the intensive development of the SPP, uncontrolled generation of electricity will lead to an increase in the additional costs of the power units of thermal power plants, therefore the issue of controlling the regimes of generation of electricity by solar power plants is very relevant.

**Relationship of work with scientific programs, plans, themes.** The research carried out in the work corresponds to the direction "Energy and Energy Efficiency" of the Law of Ukraine No. 2519-VI of 09.09.2010 "On Priority Areas of Science and Technology Development", Strategic Priority Areas of Innovation Activities in Ukraine for 2003-2013 "Innovative Resource Saving Technologies" Law of Ukraine No. 433-IV of 16.01.2003 "On Priority Areas of Innovation Activity in Ukraine", Integrated Program of NTUU "KPI" "Energy of Sustainable Development" and orientation of research topics of the Department of Electrical Supply of NTUU "KPI".

**Purpose and tasks of the research.** The purpose of the thesis is to improve the modes of use of power units of thermal power stations by controlling the modes of generation of solar energy objects.

To achieve the research goal solving the following tasks:

- identification and generalization of the typical operating modes of solar power plants;
- Possible scenarios for the development of solar energy in Ukraine;
- an analysis of the influence of solar energy on the operating modes of power units of thermal power plants;
- the method of calculation of additional monetary expenditures of power units of TPPs, connected with deterioration of their operating modes;
- a mechanism for economic management of the use of solar power plants has been established.

**The object of research** is the processes of management, implementation and use of solar energy facilities.

**The subject of the study** is the methods and methods for managing the regimes of the use of solar power plants, which contribute to improving the modes of operation of thermal power plants.

**The scientific novelty of the master's dissertation** is as follows:

- the necessity of the management of the UES of Ukraine by the processes of creation and use of the SPP was substantiated;
- an estimation of influence of modes of power generation of solar power plants on the operating modes of power generating units of;
- The methodical bases of construction of the mechanism of economic management for the creation and use of SPP in Ukraine are proposed.

**The practical significance** of the results obtained is that the creation and application of the proposed management mechanism will enable the active development of green energy in Ukraine, without compromising the operating modes and avoiding significant additional monetary costs for electricity generation in the unified energy system.

**Approval of the results of work.** The results of the master's thesis were announced at the 1st scientific and technical conference of IEE masters on November 22, 2018, with the publication of a scientific article in the conference proceedings.

**Publications** V. Kolomiets Management of modes of generating electricity by solar power plants// I scientific and technical conference of CEE masters from November 21 - 22, 2018 // Kyiv: Collection of scientific works of IEE, NTUU KPI them. Igor Sikorsky, 2018.

**KEY WORDS:** solar energy, schedule of electric load, power generating units.



## ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	12
ВСТУП.....	13
РОЗДІЛ 1. МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	16
1.1 Управління режимами генерування в ОЕС України .....	16
1.2 Закордонний досвід управління режимами використання розосередженої генерації.....	22
Висновки по розділу: .....	28
РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕС ГК.....	30
2.1 Розвиток сонячної енергетики в Україні. Характерні режими роботи сонячної енергетики в Україні .....	30
2.2 Характерні режими роботи сонячної енергетики в Україні та їх вплив на режим роботи теплових електричних станцій.....	36
2.3 Методика визначення додаткових грошових витрат енергоблоків ТЕС внаслідок впливу СЕС .....	49
2.4 Приклад розрахунку додаткових грошових витрат енергоблоків ТЕС внаслідок впливу СЕС .....	54
Висновки по розділу: .....	58
РОЗДІЛ 3. МЕХАНІЗМ ЕКОНОМІЧНОГО УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ.....	60
3.1 Основна ідея створення та переваги механізму управління режимами генерації електричної енергії сонячними електростанціями .....	60
3.2 Загальний алгоритм функціонування механізму управління режимами генерування електроенергії сонячними електростанціями .....	62
3.2.1 Підготовчий етап.....	63

3.2.2 Підготовчий етап.....	66
3.2.3 Етап остаточних розрахунків.....	69
3.3 Реалізація методичних основ створення механізму адресного управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями.....	71
Висновки по розділу: .....	86
РОЗДІЛ 4. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ .....	88
4.1 Опис ідеї проекту та визначення загального напрямку використання .....	88
4.2 Опис ідеї проекту та визначення загального напрямку використання .....	89
Висновки по розділу: .....	92
ВИСНОВКИ .....	93
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ .....	94

## ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

ОЕС – об'єднана енергетична система

ЕС – енергосистема

ПЕК – паливно-енергетичний комплекс

ПЕР – паливно-енергетичні ресурси

ТЕС – теплова електростанція

ГЕС – гідроелектростанція

АЕС – атомна електростанція

ГАЕС – гідроакumuлююча електростанція

ПГУ – парогазові установки

ГТУ – газотурбінні установки

НКРЕКП – Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг

ДП – державне підприємство

ТЕС ГК – теплові електростанції генеруючих компаній

КВВП – коефіцієнт використання встановленої потужності

## ВСТУП

**Актуальність теми:** Україна є енергодефіцитною країною та імпортує близько 75% енергоносіїв. Також українська промисловість є досить енергоємною, оскільки в 3-5 рази перевищує відповідні показники економічно розвинутих країн, тому Україна є надзвичайно чутлива до умов імпортування природних енергоносіїв.

Використання відновлювальних джерел енергії є одним із найбільш важливих напрямів енергетичної політики України. Збільшення частки використання відновлювальних джерел енергії в енергетичній системі України сприятиме підвищенню диверсифікації джерел енергоносіїв, що, в свою чергу, сприятиме зміцненню енергетичної незалежності країни.

Однак головною особливістю роботи сонячних електростанцій є погана прогнозованість їх потужності у короткостроковий період, а також значна різниця у виробництві електричної енергії у різні дні, внаслідок впливу метеорологічних умов, що зумовлює значне зростання вимог до маневрених генеруючих потужностей України. В свою чергу розвиток СЕС не знижує потреби в традиційній генерації, оскільки під час максимуму ОЕС України в СЕС проглядається високий спад генерації, що пов'язаний з погодними умовами.

На сьогоднішній день в Україні, часта генерації електричної енергії сонячними електростанціями складає близько 4%, що суттєво не впливає на режими роботи енергоблоків теплових електростанцій, як маневрених генеруючих потужностей, однак згідно з енергетичною стратегією України, їх частка в українській енергетиці буде постійно зростати.

На сьогоднішній день оперативне управління режимами виробництва електроенергії в об'єднаній енергосистемі України здійснюється головним чином за рахунок використання маневрених можливостей енергоблоків теплових електростанцій генеруючих компаній (ТЕС ГК), а також шляхом зміни кількості цих енергоблоків, які знаходяться в роботі протягом доби. Очевидно, що



вимушене використання енергоблоків ТЕС в якості маневрених потужностей енергосистеми неминуче пов'язане зі значними додатковими витратами на виробництво електроенергії. З огляду, на теперішню ситуацію та з інтенсивним розвитком СЕС, безконтрольна генерація електроенергії призведе до збільшення додаткових витрат енергоблоків теплових електростанцій, тому питання управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями до досить актуальне.

**Мета та задачі дослідження.** Метою дисертаційної роботи являється покращення режимів використання енергоблоків теплових електричних станцій шляхом управління режимами генерації об'єктів сонячної енергетики.

Для досягнення мети дослідження вирішенні наступні задачі:

- визначенні та узагальненні характерні режими роботи сонячних електростанцій;
- сформовані можливі сценарії розвитку сонячної енергетики України;
- проведений аналіз впливу сонячної енергетики на режими роботи енергоблоків теплових електростанцій;
- визначено методику розрахунку додаткових грошових витрат енергоблоків ТЕС, пов'язаних з погіршенням режимів їх роботи;
- створено механізм економічного управління режимами використання сонячних електростанцій.

**Об'єктом дослідження** є процеси управління, впровадження та використання об'єктів сонячної енергетики.

**Предметом дослідження** є методи і способи управління режимами використання сонячних електростанцій, що сприяють покращенню режимів роботи теплових електростанцій.

**Наукова новизна магістерської дисертації** полягає в наступному:

- обґрунтовано необхідність управління з боку ОЕС України процесами створення та використання СЕС;

- зроблено оцінку впливу режимів генерації електроенергії сонячних електростанцій на режими роботи енергоблоків ТЕС ГК;
- Запропоновано методичні основи побудови механізму економічного управління створенням та використанням СЕС в Україні.

**Практична значимість** отриманих результатів полягає у тому, що створення та застосування запропонованого механізму управління дозволить активно розвивати в Україні «зелену» енергетику, не погіршуючи при цьому режими роботи діючих енергоблоків ТЕС та уникаючи значних додаткових грошових витрат на виробництво електроенергії в об'єднаній енергетичній системі.

**Особистий внесок здобувача.** Основні результати та положення дисертаційної роботи автором отримано самостійно.

**Структура і обсяги роботи.** Дисертаційна робота складається із вступу, чотирьох розділів, висновків та списку використаної літератури. Загальний обсяг роботи складає 95 сторінок, 19 рисунків та 29 таблиць, списку використаних джерел із 20 найменувань.

## **РОЗДІЛ 1. МЕТОДИ ТА ЗАСОБИ УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

### **1.1 Управління режимами генерування в ОЕС України**

Характерною особливістю добового графіка навантаження об'єднаної енергосистеми (ОЕС) є наявність двох піків: ранкового та вечірнього, а також значне зниження навантаження в нічні години, причому коливання між максимальним та мінімальним значеннями потужності складає 15...30 %.

Вирівнювання графіків електронавантаження (ГЕН) сприяє підтриманню балансу електроенергії, скороченню кількості маневрових електростанцій, заощадженню паливно-енергетичних ресурсів, зменшенню втрат електричної енергії та підвищенню її якості тощо.

Характерною особливістю роботи будь-якої електроенергетичної системи є суворі відповідність обсягів виробництва електричної енергії та її споживання [1, 2, 3]. Надійна енергосистема повинна безперервно забезпечувати баланс попиту і пропозиції на електроенергію шляхом оперативного покриття графіка навантаження відповідної виробленням електроенергії на генеруючих джерелах з гарантованою поставкою її в вузли споживання. У разі порушення цього принципу в енергосистемі змінюються частота мережі змінного струму і розрахункові рівні напруги, що може привести до масових відключень споживачів або виходу з ладу генеруючого, передавального і розподільного обладнання та електроустановок споживачів [1, 4].

Відомо, що енергетична галузь України в різні періоди свого існування завжди була дефіцитною [5-8].

Дефіцитність являє собою недостатню забезпеченість держави власними паливними ресурсами. Якщо ж говорити про недостатність української

електроенергетики, то найбільш очевидним її проявом є систематичні, так звані «віялові», відключення споживачів, які мали місце в середині 90-х років і нещодавно почали застосовуватися знову.

Окрім дефіциту власних паливно-енергетичних ресурсів Україна має несприятливу структуру генеруючих потужностей об'єднаної енергосистеми. Йдеться про недостатню кількість в ОЕС маневрених енергоблоків, які були б здатні швидко виходити на робочий режим з гарячого або навіть з холодного резерву, а також в широких межах змінювати величину вироблюваної ними електричної потужності [2, 9]. З цієї причини енергосистема далеко не завжди здатна задовольнити попит споживачів на електричну потужність, який швидко і суттєво змінюється протягом доби.

Використання відновлювальних джерел енергії є одним із найбільш важливих напрямів енергетичної політики України, спрямованої на заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів та покращення екологічної ситуації в країні. Збільшення частки використання відновлювальних джерел енергії в енергетичній системі України сприятиме підвищенню диверсифікації джерел енергоносіїв, що, в свою чергу, сприятиме зміцненню енергетичної незалежності країни [10]. В Україні активно розвивається генерація електроенергії від сонця та вітру. Зокрема, на початок 2018 загальна встановлена потужність об'єктів сонячної енергетики складає 741,893 МВт [11].

З огляду на інтенсивний розвиток сонячної енергетики гостро постає проблема покриття нерівномірностей добових графіків електричної енергії. Головною особливістю відновлювальної енергетики є погана прогнозованість кількості генерації, (рисунок 1.1), навіть в короткостроковий період, що призводить до зростання вимог до маневрених потужностей ОЕС для компенсації змін потужностей протягом доби СЕС. В свою чергу розвиток СЕС не знижує потреби в традиційній генерації, оскільки під час максимуму

ОЕС України в СЕС проглядається високий спад генерації, що пов'язаний з погодними умовами [12].

При впровадженні СЕС виникає питання адаптації генеруючих потужностей ОЕС для забезпечення вимог адекватності, а необхідна швидкість такої адаптації обумовлюється такими факторами:

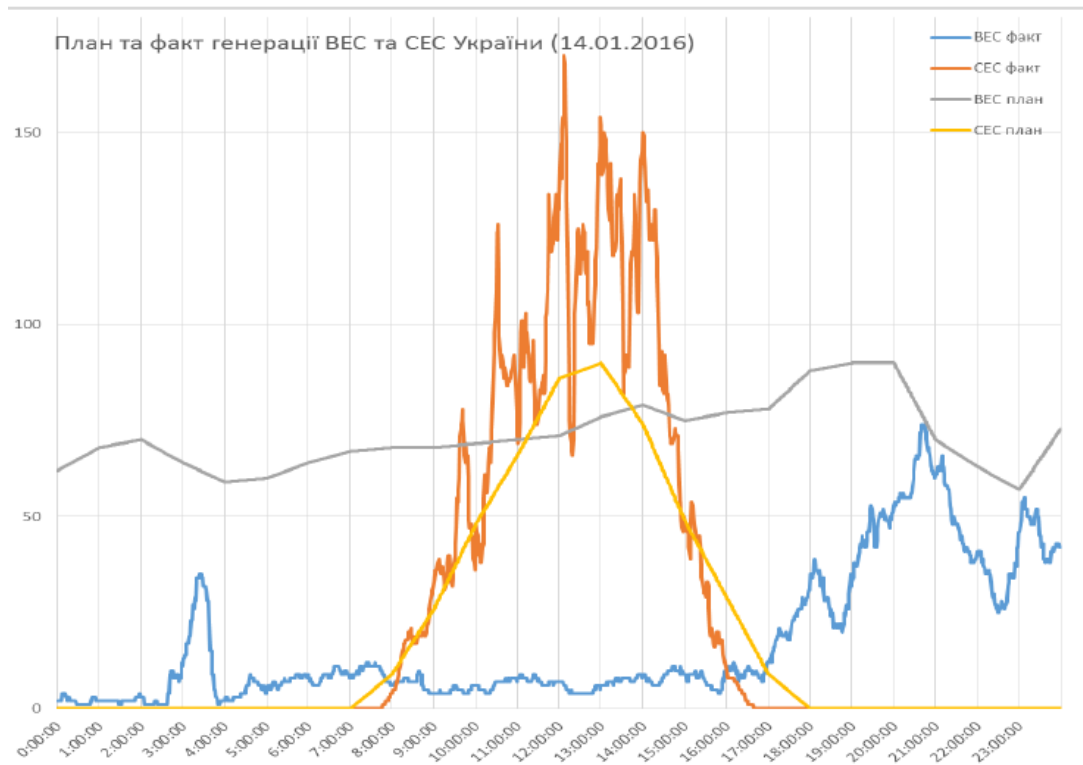


Рисунок 1.1. Запланований та фактичний графік генерації СЕС та ВЕС за 14.01.2016р.

- структурою генеруючих потужностей ОЕС;
- темпами нарощування потужності СЕС;
- рівнями та режимами електроспоживання.

При високих темпах зростання потужності СЕС в ОЕС України, необхідно буде, або забезпечити дуже швидкі темпи такої адаптації, що обумовлено значною часткою АЕС в структурі генеруючих потужностей енергосистеми, низькими маневреними можливостями та високою ступеню зносу основної частини вугільних енергоблоків ТЕС, незначним базовим

навантаженням тощо, або обмежувати їх потужність та компенсувати їх фінансові втрати через недовиробіток електроенергії під час вимушених простоїв [12].

Підтримка необхідного балансу виробництва та споживання електричної потужності в об'єднаній енергосистемі України зараз забезпечують спільно енергоблоки ТЕС і ГЕС, що призводить до суттєвого ускладнення диспетчерського управління режимами роботи ОЕС [2, 9].

Найбільші ускладнення в управлінні режимами виробництва електроенергії в енергосистемі виникають під час нічного провалу її навантаження [13-18]. Причому, найбільш відчутні ці ускладнення влітку, особливо в вихідні дні, коли попит споживачів на електричну потужність незначно перевищує базову (нерегульовану) потужність енергоблоків атомних електростанцій (АЕС), що знаходяться в роботі. Очевидно, при збільшенні частки виробництва електричної енергії від відновлювальних джерел енергії, зокрема об'єктів сонячної енергетики постає проблема забезпечення рівноваги між попитом та пропозицією в ОЕС. На сьогодні, компенсація генерації СЕС забезпечується за рахунок маневрених потужностей енергоблоків ТЕС ГК, що призводить до погіршення режимів використання цих енергоблоків та погіршення показників їх експлуатації.

Очевидно, що обмеження попиту споживачів на електричну енергію неминуче призводить до зниження обсягів її виробництва на електростанціях, тобто до погіршення використання наявного парку генеруючого обладнання. Таким чином, вимушені відключення споживачів або обмеження їх попиту на електроенергію тягне за собою виникнення значних економічних збитків і соціальних проблем не тільки у самих споживачів, але також і в енергетичній галузі [19]. Зокрема, мова йде про проблеми зайнятості персоналу зупинених енергоблоків, оплати часу їх вимушеного простою, відшкодування додаткових витрат на підтримку в працездатному стані зупинених енергоблоків і т.п.

При цьому в результаті примусових відключень споживачів, гірше можуть використовуватися не тільки енергоблоки ТЕС, але і АЕС, оскільки цілком природно, що при збільшенні, в майбутньому, частки генерації СЕС в ОЕС, може виникнути потреба виключення з графіка покриття навантаження енергосистеми також і частини атомних енергоблоків. А це, в свою чергу, може привести до появи ще більш значних економічних збитків і соціальних проблем, ніж на теплових електростанціях, не кажучи вже про можливість виникнення проблем, пов'язаних з безпекою експлуатації АЕС.

Як вже було сказано, покриття нерівномірної генерації внаслідок роботи СЕС, в об'єднаній енергосистемі України зараз здійснюється, головним чином, за рахунок маневрених можливостей енергоблоків теплових електростанцій [13]. Повністю виключити енергоблоки ТЕС з графіка покриття навантаження енергосистеми з метою скорочення їх щодобових пусків-зупинок неможливо, оскільки без їх участі не можна забезпечити покриття нерівномірного попиту споживачів на електричну потужність в вечірній час, зокрема, в періоди максимального навантаження енергосистеми. До того ж, енергоблоки ТЕС найчастіше залишаються єдиним засобом регулювання режимів виробництва електроенергії в нічний період.

Очевидно, що вимушене використання енергоблоків ТЕС в якості маневрених потужностей енергосистеми неминуче пов'язане зі значними додатковими витратами на щодобові їх пуски, а також на вироблення електроенергії цими енергоблоками.

Крім того, такий режим роботи не передбачений конструкцією теплових енергоблоків, що призводить до підвищеного зносу устаткування, зниження надійності його роботи а також до збільшення витрат на ремонти.

Ефективність покриття нерівномірних графіків електричного навантаження енергосистеми залежить в першу чергу від складу генеруючого

обладнання та його маневрених можливостей [1 - 4]. Однак вирішення проблеми покриття нерівномірного попиту споживачів на електроенергію традиційно здійснюється різними шляхами [1, 3, 4]: використанням перетоків енергії з сусідніми енергосистемами, створенням в енергосистемі оптимальної структури генеруючих потужностей, або залученням енергогенеруючих компаній до вирівнювання графіків генерації енергосистеми за рахунок адміністративних (обмежують) і економічних (стимулюючих) заходів.

Найбільш очевидним шляхом вирішення питання збільшення маневрених потужностей в ОЕС України є будівництво нових гідроакumuлюючих електростанцій (ГАЕС), спорудження та використання парогазових і газотурбінних генеруючих установок (ПГУ і ГТУ), а також модернізація існуючого обладнання ГЕС з підвищенням діапазону регулювання потужності гідроагрегатів.

Однак цей шлях створення в українській енергосистемі оптимальної структури генеруючих потужностей вимагає значних фінансових і матеріальних витрат, а також тривалого часу. Не менш тривалим і витратним є вирішення проблеми покриття нерівномірного попиту на потужність за рахунок перетоків енергії з сусідніми енергосистемами, оскільки це потребує значного збільшення підвищення пропускної здатності існуючих електричних мереж, а також вжиття додаткових заходів щодо підвищення якості електроенергії.

Помітного полегшення режимів виробництва і передачі електроенергії внаслідок безконтрольної генерації СЕС в об'єднаній енергосистемі, підвищення економічності її функціонування можна досягти також шляхом ефективного управління генерацією СЕС. При цьому можна стверджувати, що такий шлях вирішення зазначеної проблеми слід вважати найменш витратним, найбільш швидким і реальним на сьогоднішній день для української енергетики. Причому, в сучасних ринкових умовах, для залучення



енергогенеруючих компаній сонячної енергетики до вирівнювання графіків генерації енергосистеми переважно повинні застосовуватися не адміністративні (обмежують), а економічні (стимулюючі) методи управління.

## 1.2 Закордонний досвід управління режимами використання розосередженої генерації

Постійно зростаюча частка відновлювальних джерел енергії призводить до суттєвих змін в енергетичній системі. Особливо суттєві зміни відбуваються в секторі електроенергетики. Сонячні електростанції найбільш швидко зростаюче відновлювальне джерело енергії, через постійне зниження собівартості отриманої енергії.

Зокрема, 2017 рік став визначальним для сонячної фотоелектрики: світ додав більше потужності від сонячної енергії, ніж будь-якого типу енергогенеруючої технології. Було встановлено більше сонячних установок, ніж суміжних потужностей, що відносяться до викопного палива та ядерної енергії. У 2017 році сонячна фотовольтаїка була найпопулярнішим джерелом нових потужностей на кількох великих ринках, включаючи Китай, Індію, Японію та США. По всьому світу, було встановлено принаймні 98 ГВт потужності сонячної енергії, збільшилась загальна потужність майже на третину, в загальній сумі приблизно 402 ГВт. На рисунку 1.2 зображено річний приріст сонячної потужності по всьому світу протягом останніх років.

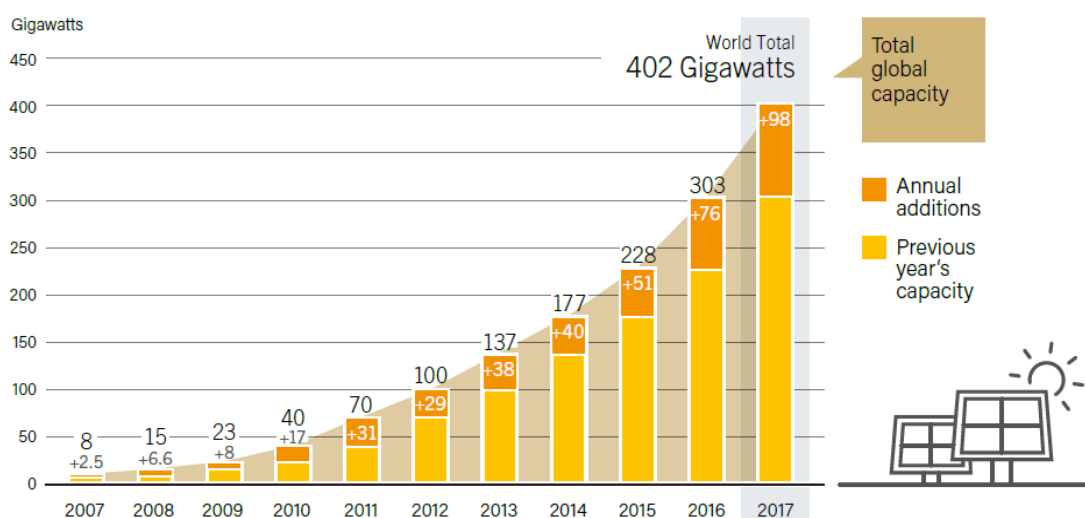


Рисунок 1.2 – Річний приріст потужності СЕС з 2007-2017 роки.

Щороку з'являються нові ринки, а країни на всіх континентах почали значно сприяти глобальному зростанню розвитку сонячної енергетики. До кінця 2017 року кожен континент встановив щонайменше 1 ГВт потужностей. Лідерами за кількістю встановленої потужності від енергії сонця на одного мешканця були Німеччина, Японія, Бельгія, Італія та Австралія. На рисунку 1.3 зображено країни по найбільшій встановленій потужності сонячних електричних станцій та приріст цих потужностей протягом 2007-2017 років.

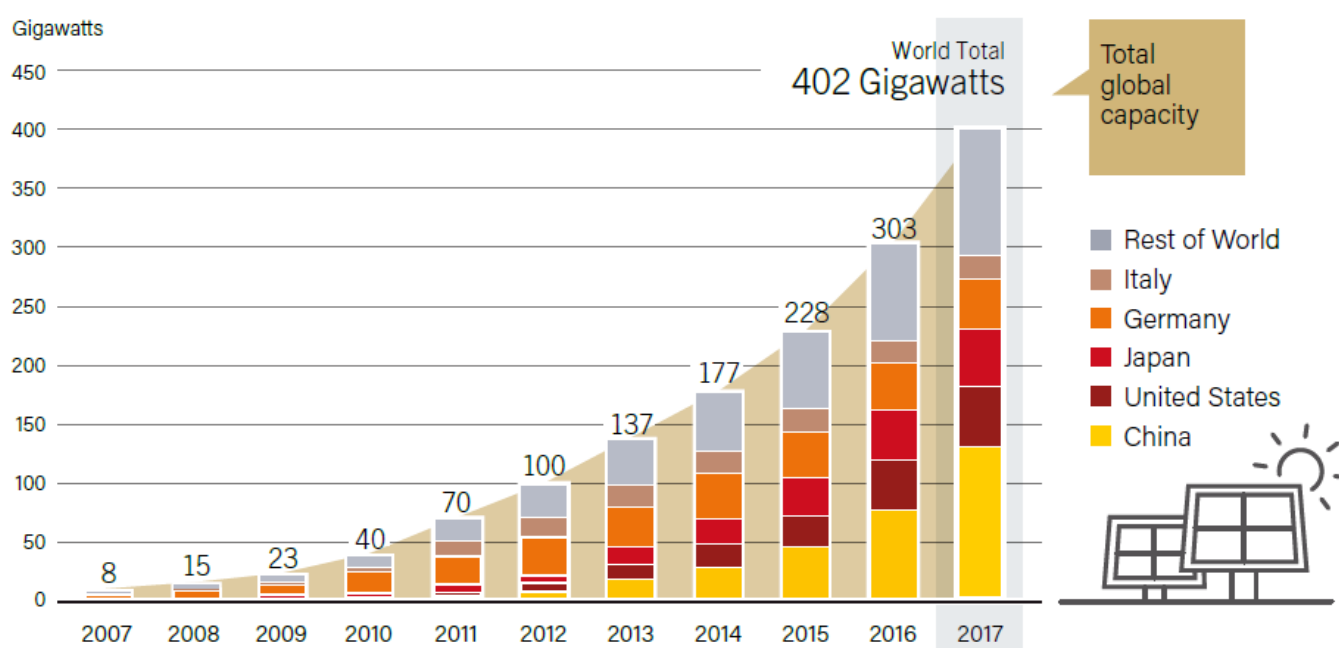


Рисунок 1.3 – Річний приріст потужності СЕС з 2007-2017 роки в різних країнах

Проте більшість країн знаходяться на ранніх етапах розвитку. Але в енергетично розвинених країнах, на сьогоднішній день частка виробленої електричної енергії СЕС є дуже суттєвою в загальному обсязі виробництва електричної енергії, що вносить значні зміни в режим роботи енергосистем цих країн. Внаслідок впливу СЕС на енергетичну систему виникає гостре питання необхідності зміни способів виробництва та споживання електричної енергії. Європейські країни використовують комплексні та системні підходи

щодо інтеграції генерації сонячних електростанцій та попиту на електричну енергію в трьох основних напрямках:

1. Максимізація чистої користі сонячної енергії для системи в цілому.
2. Вдосконалення прогнозування та покращення планування роботи електростанцій.
3. Збільшення інвестицій в маневрені ресурси, що включають в себе засоби акумулювання електричної енергії.

Покращення прогнозування та контролю в режимі реального часу, дозволило Данії збалансувати попит та пропозицію незважаючи на залежність від наявності сонячної інсоляції. Також було запропоновано оцінювати користь, що виникає внаслідок додавання джерела генерації розосередженої енергії, тобто оцінюють позитивні сторони (зниження витрат на паливо, зменшення викидів двоокису вуглецю та інших забруднюючих речовин, зменшення потреби в інших виробничих потужностях та мережевих витрат) та негативні наслідки (збільшення витрат на виробництві пов'язаних зі збільшенням кількості пусків на електричних станціях, витрати на додаткове устаткування). Ця оцінка є дуже складна, оскільки вона залежить від багатьох динамічних факторів та необхідності моделювання одразу декількох сценаріїв, але це дозволяє оцінити доцільність підключення СЕС до енергетичної системи, та оцінки швидкості знецінення альтернативного джерела електричної енергії.

Інтеграція енергетичних систем, полягає у суттєвому зменшенні технічних, фізичних, організаційних та юридичних перешкод для збільшення проникнення відновлюваних джерел енергії в енергетичні систем. Така інтеграція включає зміни та оптимізацію планування, проектування та впровадження енергетичних технологій, інфраструктури, ринків та регуляторних рамок, пов'язаних з попитом та пропозицією, з метою збільшення використання відновлюваних джерел енергії у всіх секторах

кінцевого споживання при створенні, підтримці або вдосконаленні стійкості, безпеки, надійні та доступної сервісної підтримки.

Різні країни, маючи однакову річну частку розосередженої енергії, можуть мати різний вплив на ОЕС, а отже різні складнощі інтеграції. Основна причина пояснення цієї відмінності, полягає в тому, що в деяких країнах є збіжність по часу попиту та генерації. Тому для аналізу, виявлення проблем, спрощення оцінки існуючого стану, пошуку шляхів вирішення складнощів – впроваджено класифікацію процесу інтеграції на чотири основні етапи.

Перший етап, характеризується встановленням сонячних установок в систему, яка набагато, потужніша, ніж сонячні електричні станції, тому їх нерівномірність генерації залишиться непоміченою. Нестабільна генерація сонячних електростанцій «класифікується» тут просто як щоденні і «природні» зміни попиту на електроенергію. До країн, які в даний час знаходяться на цьому етапі, відносяться Індонезія, Південна Африка, Мексика, де частки сонця і вітру в сукупно не перевищують приблизно 3% в річному виробництві електроенергії.

На другій стадії вплив розосередженої енергії стає помітним, але шляхом деякого переоснащення системи процес інтеграції проходить досить легко, шляхом удосконалення деяких практичних методів управління електроенергетичним/мережевим господарством, наприклад, за допомогою розумного прогнозування вироблення енергії від сонячних електростанцій. На даній стадії знаходяться Чилі, Китай, Бразилія, Індія, Нова Зеландія, Австралія, Нідерланди, Швеція, Австрія, Бельгія, в яких частка ВДЕ у річній генерації становить від 3% до майже 15%.

На третьому етапі виникають суттєві виклики для енергосистеми в плані інтеграції нестабільних поновлюваних джерел енергії. Їх вплив відчувається як на рівні системи в цілому, так і на практиці роботи інших («традиційних») електростанцій. Тут на перше місце виходить гнучкість

енергосистеми - її здатність реагувати на невизначеність і мінливість балансу попиту і пропозиції. Сьогодні використовують два основних підходи для балансування генерації та споживання: керовані (маневрені) електростанції і мережу, але вже починає підвищуватися значення управління попитом (demand response) і нових технологій накопичення енергії. На нинішній день на даному етапі знаходяться Італія, Великобританія, Греція, Іспанія, Португалія та Німеччина, де частка «нестабільних» ВДЕ становить від 15% до 25%.

На четвертій стадії знаходяться Ірландія і Данія з часткою генерації ВДЕ в 25% -50% річного виробітку і з її короткочасними підвищеннями до 100% і більше добового споживання. Тут виклики носять, в термінах МЕА, «високотехнологічний» і «менш інтуїтивний» характер. На четвертій стадії потрібна ще більша гнучкість системи, її здатність до самовідновлення після різких і об'ємних коливань генерації. Ілюстрація різних етапів зазначена на рисунку 1.4.

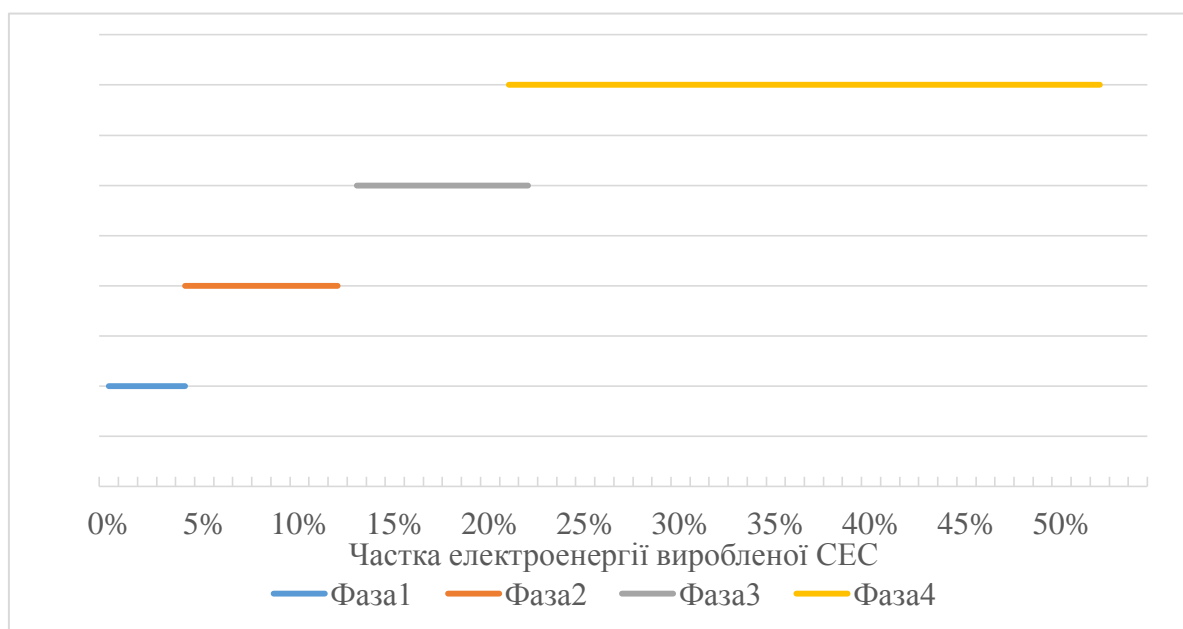


Рисунок 1.4 – Етапи інтеграції СЕС в енергосистеми різних країн

Однак іноді, особливо на ранніх етапах, країни мають неправильні уявлення про процес інтеграції, оскільки є значне перебільшення складності

самого процесу. Інтеграція порівняно низьких часток розосередженої енергії, керується за допомогою скромних коригувань, таких як поліпшення прогнозування ресурсів, покращення точності інформації, щодо поточного виходу потужності на СЕС, а також розумне планування географічного розташування та балансування установок сонячної енергії. За відносно високих рівнів розгортання сонячної фотовольтаїки, країни вживають додаткові заходи, а саме розробляють методи для досягнення більшої гнучкості системи, використовуючи вже встановлені ресурси або встановлення нових, для забезпечення збалансованості попиту та пропозиції та підтримання якості та надійності електропостачання.

Країни використовують різні варіанти для забезпечення надійності при інтеграції високої частки джерел розосередженої енергії, вони або створюють розосереджені джерела енергії більш придатним для енергетичної системи або адаптують енергетичну систему для розосереджених джерел енергії. Перший варіант включає в себе поліпшення прогнозування генерації електричної енергії, поєднання різних типів джерел відновлюваної енергії, а також операційних та технологічних покращень. Другий варіант, включає заходи щодо покращення операцій та ефективність енергетичної системи шляхом зміни структуру ринку та нормативно-правових основ; вдосконалення планування та впровадження мережевої інфраструктури, гнучкої генерації, технологій інформування та управління; зберігання енергії; спроможність реагувати на попит; та сполучення електричної, теплової та транспортної галузей.

Складності, пов'язані з інтеграцією при великій частці потужності СЕС в ОЕС відрізняються залежно від місця та залежать від гнучкості існуючих енергетичних систем. Ефективна інтеграція вимагає цілісних підходів до планування інфраструктури, ринків та регулювання тарифів. Наприклад, успіх Данії в інтеграції та збалансуванні розосереджених

джерел енергії пов'язаний з гнучкістю системи. Ця гнучкість обумовлена рядом факторів, включаючи здатність змінювати кількість генерації електричної енергії вугільними електростанціями у широкому діапазоні; точний прогноз погоди на наступний день та оновлення в режимі реального часу, що забезпечує швидке реагування на зміни у генерації СЕС; сполучення електричної енергії з теплопостачанням, об'єднання теплової енергії та електроенергії; використання внутрішніх балансувальних ринків та взаємозв'язку з сусідніми мережами для вільної купівлі та продажу електроенергії для збалансування виробництва сонячної енергії.

### **Висновки по розділу:**

1. Нерівномірність попиту споживачів на електричну потужність, особливо протягом доби, являється характерною проблемою енергетичних систем усіх країн світу, в тому числі і України.
2. Вирівнювання графіки електричної потужності сприяє підтриманню балансу електроенергії, скороченню кількості маневрених потужностей, заощадженню паливно-енергетичних ресурсів, зменшенню втрат електричної енергії та підвищенню її якості тощо.
3. Основною причиною складності надійного та якісного покриття попиту на електричну енергію об'єднаної енергосистеми України являється дефіцит маневрених генеруючих потужностей.
4. Підтримання необхідного балансу виробництва та споживання електричної потужності в об'єднаній енергосистемі України, головним чином, здійснюється за рахунок використання енергетичних блоків теплових електростанцій, що суттєво ускладнює диспетчерське управління режимами роботи ОЕС.
5. Використання відновлювальних джерел енергії є одним із найбільш важливих напрямів енергетичної політики України, спрямованої на

заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів та покращення екологічної ситуації в країні.

6. При інтенсивному розвитку сонячних електростанцій, виникає питання адаптації генеруючих потужностей об'єднаної енергосистеми, яка ускладнюється внаслідок значної частки АЕС в структурі генеруючих потужностей енергосистеми.



## **РОЗДІЛ 2. ДОСЛІДЖЕННЯ ВПЛИВУ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ НА РЕЖИМИ РОБОТИ ЕНЕРГОБЛОКІВ ТЕС ГК**

### **2.1 Розвиток сонячної енергетики в Україні. Характерні режими роботи сонячної енергетики в Україні**

На сьогодні є дуже актуальне питання виробництва електричної енергії з відновлювальних джерел енергії, одним з найперспективнішим напрямком такого виробництва є використання сонячної інсоляції. Географічне положення України дає потенціал сонячного випромінювання до  $1400 \text{ кВт}\cdot\text{год}/\text{м}^2$ , однак слід зазначити що найефективніше використання сонячних установок є можливим протягом п'яти, семи місяців в залежності від дислокації самої СЕС.

В 2008 році в Україні почався розвиток сонячної енергетики, що обумовлено введенням «зеленого» тарифу на законодавчому рівні. Перша СЕС в Україні була введена в експлуатацію у 2010 році в Криму («Родникове» встановлена потужність котрої становить 2,5МВт). В 2012 році почали збільшуватись кількість іноземних інвестицій в енергетичну галузь України. Відповідно до статистичних даних держенергоефективності приріст потужностей сонячних електростанцій у 2015 році становив 30 МВт, а потім щороку збільшується у 2016 році 121 МВт потужностей, у 2017 році 257 МВт. Також слід відзначити, що 2015 та 2014 роки стали кризовими для сонячної енергетики, оскільки значна кількість встановлених потужностей була зосереджена в Криму та в районах Донбасу, також країна втратила інвестиційну привабливість.

Але незважаючи на складне економічне і політичне становище, країна починає поступово нарощувати потужності відновлювальних джерел енергії.

Так у 2015 році в Україні були введені в експлуатацію три великі сонячні електричні станції, а саме у Львові була завершена друга черга будівництва сонячної електричної станції «Самбор-2» збільшивши свої потужності з 1 МВт до 5 МВт. В населеному пункті Цекіновка Вінницької області завершили будівництво СЕС загальною потужністю 2,4 МВт. Також значні потужності наростила компанія Rengy Development завершивши будівництво 30 МВт сонячної електричної станції. Загальна потужність встановлених СЕС на території України на 2015 рік становила 0,36 ГВт, що на 0,01 ГВт більше ніж в минулому році.

На початок 2016 році на території України встановлені 112 генеруючих фотоелектричних джерел потужність яких сягає 838,83 МВт, даними СЕС за 2015 рік вироблено 475,1 млн. кВт·год електроенергії. Якщо брати до уваги домашні домогосподарства то на початок 2016 року даними установками загальною потужністю 2,6 МВт, відпущено 0,41 млн. кВт·год, що в порівнянні з 2014 роком, є більшим в одинадцять разів. Поштовхом такого різкого збільшення змонтованих сонячних панелей приватними домогосподарствами став встановлений сприятливий зелений тариф.

В 2016 році відбувся запуск першої трекерної станції в місті Підгороднє Дніпропетровської області встановленою потужністю 2,56 МВт, а загальна потужність станції (включаючи статичні системи) становить 4,21 МВт. У 2016 році українці значно збільшили кількість сонячних панелей на приватних будинках, їх кількість збільшилась до 1109 одиниць, а встановлена потужність збільшилась до 16,7 МВт. Підіб'ємо підсумки, загальна потужність сонячних електричних станцій у 2016 році на території України становила 0,46 ГВт.

Аналізуючи 2017 рік сонячна енергетика значно збільшила свої потужності, цьому сприяє відносно низькі капіталовкладення в порівнянні з

іншими відновлювальними джерелами. З початку 2017 року домашні домогосподарства збільшили свої потужності до 37,1МВт, в кількісному еквіваленті це становить 1214 сонячної панелі, тобто українці встановлюють панелі з більшою номінальною потужністю. Цього року відбувся запуск СЕС в Херсонській області потужністю 10 МВт, потужні проекти були реалізовані в Одеській області, потужність яких становить 241 МВт. Також значний приріст відновлювальних джерел, котрі використовують енергію сонця, відбувся в Херсонській області – потужність збільшилась до 98 МВт, у Вінницькій області – 128 МВт.

Географічне розташування України сприятливо для реалізації проектів генерації сонячної енергії. Для клімату України характерна велика кількість сонячних днів: за ступенем інсоляції Україна значно перевершує визнаного європейського лідера в сонячної енергетиці - Німеччину. Це є базовим фактором, що дозволяє говорити про комерційні перспективи проектів сонячної електрогенерації, що реалізуються в Україні. Держава також декларує всебічну підтримку проектам генерації енергії на основі ВДЕ. Однак на практиці реалізація таких проектів вимагає врахування низки нюансів, без чого ініціатор проекту може зіткнутися з серйозними обмеженнями і ризиком не досягти цільових показників. За 3 місяці 2018 року введено в експлуатацію 159,4 МВт генеруючих потужностей, що в 2,4 рази перевищує потужність введено в експлуатацію за аналогічний період 2017 року. Динаміка введення в експлуатацію нових потужностей з ВДЕ за I квартал 2018 року зображено на рисунку 2.1 [11].

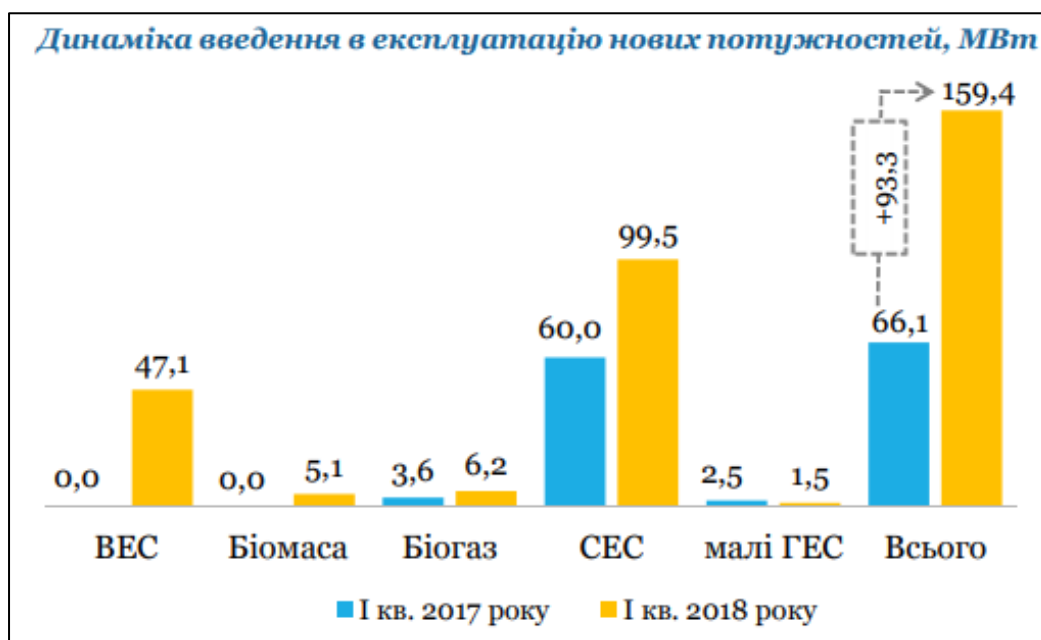


Рисунок 2.1 – Динаміка введення в експлуатацію нових потужностей ВДЕ, МВт.

Встановлена потужність об'єктів відновлювальних джерел енергії по регіонам за I квартал 2018 року зображена на рисунку 2.2. Лідером із введенням в експлуатацію об'єктів ВДЕ за I квартал 2018 року є Херсонська область.

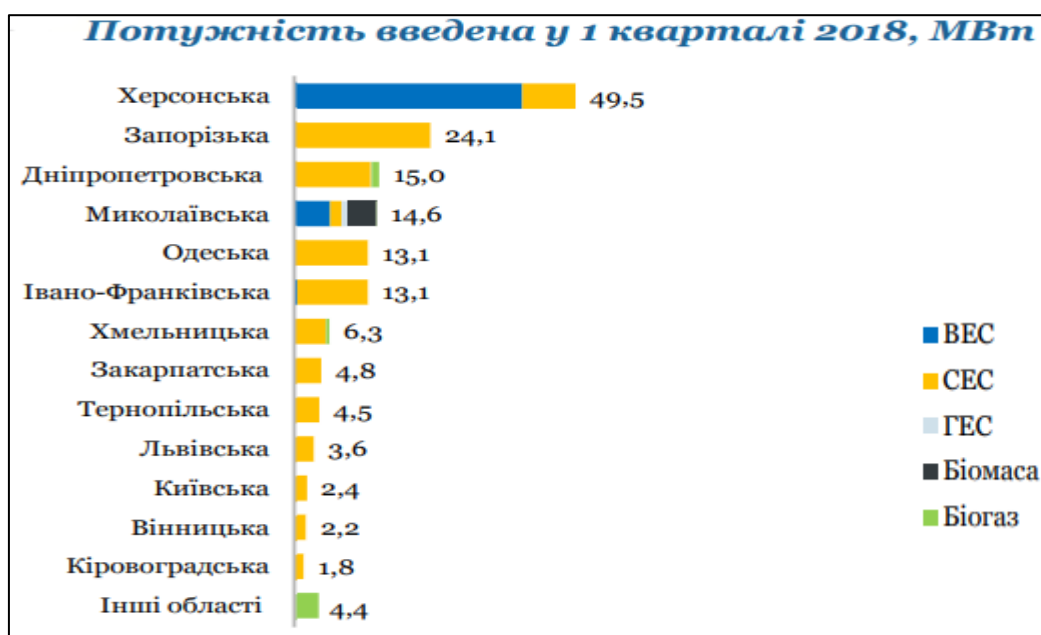


Рисунок 2.2 – Встановлена потужність об'єктів ВДЕ по регіонах за I квартал 2018 року, МВт.

Загальна встановлена потужність об'єктів відновлювальних джерел енергії в Україні зображена на рисунку 2.3.

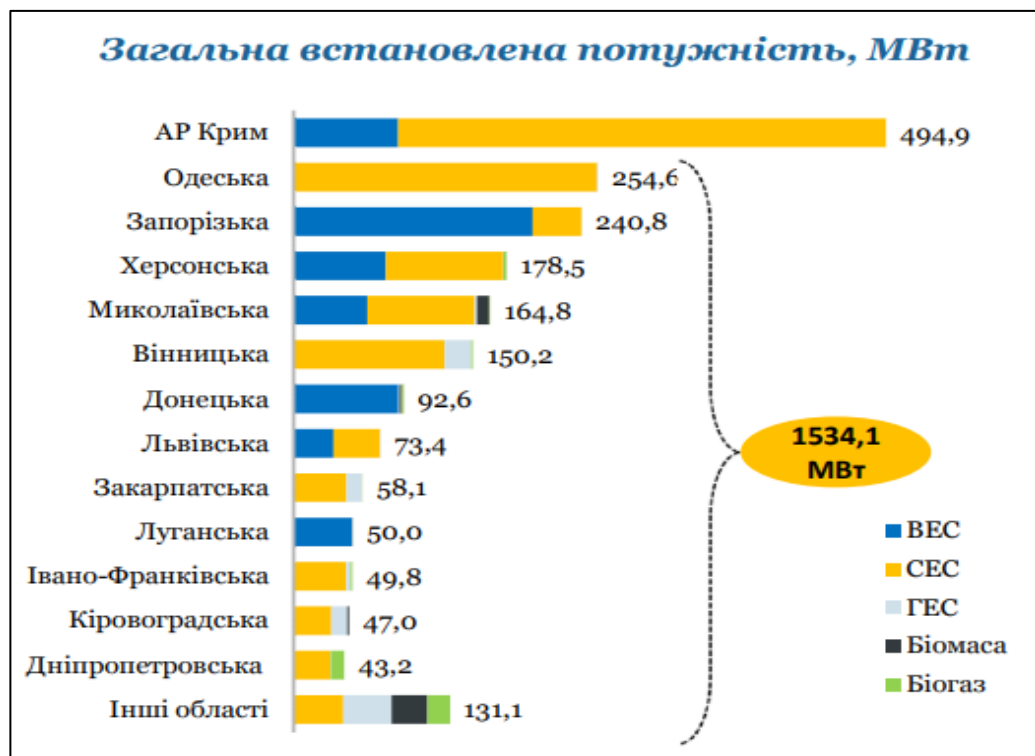


Рисунок 2.3 – Загальна встановлена потужність об'єктів ВДЕ в Україні, МВт.

Ініціатори проектів будівництва СЕС розраховують на те, що уряд неухильно дотримуватиметься реалізації «Енергетичної стратегії України до 2035 року», згідно з якою частка енергетики відновлюваних джерел до 2020 повинна досягти 11% у валовому кінцевому споживанні, а до 2035 року - 20%. А отже, - не скасують дію «зеленого» тарифу. В контексті конкурентного потенціалу проектів СЕС слід згадати їх значну мобільність. На відміну від генераторів енергії з традиційних джерел, які жорстко прив'язані до існуючої майданчику, сонячна електростанція порівняно швидко демонтується і може бути заново змонтована в іншому місці за умови наявності відповідної інфраструктури. Однак на поточний момент дана перевага не актуальна, так

як відсутня практика прямих контрактів зі споживачами. Подальший розвиток ринку буде обумовлено факторами, представленими в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Можливості та бар'єри для операторів СЕС.

Можливості	Бар'єри
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Переваги географії та клімату.</li> <li>• Приваблива для інвесторів ставка зеленого тарифу: 0,15 євро/кВт·год - для станцій індустріального типу і близько 0,18 євро/кВт·год - для домашніх станцій, тоді як на глобальному рівні країни вже відходять від державної політики фінансового стимулювання впровадження ВДЕ.</li> <li>• Позитивна динаміка кредитування проектів відновлюваної енергетики з боку ЄБРР (30% від загальної кількості на суму 300 млн. євро).</li> <li>• У 2017 році також прийнято низку законів, спрямованих на розвиток альтернативної енергетики, а саме законопроект №4334 - щодо стимулювання виробництва тепла з альтернативних джерел і законопроект № 6081 - щодо поліпшення інвестиційних можливостей в сфері виробництва</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Нестабільність нормативно-правової бази державного регулювання ринку.</li> <li>• Імовірність зниження або скасування «зеленого» тарифу для вже побудованих електростанцій, що може негативно відбитися на довірі інвесторів;</li> <li>• Складна система отримання дозволів та погоджень для операторів СЕС.</li> <li>• Невідповідність технологічного рівня інфраструктури, спочатку призначеної для традиційних джерел електроенергії, як результат, такі лінії електропередачі не зможуть нарощувати власну пропускну здатність.</li> <li>• СЕС займають великі площі - кожен 1 МВт потужності</li> </ul>

електроенергії з альтернативних джерел.	вимагає як мінімум 1,5 га землі.
---	----------------------------------

## **2.2 Характерні режими роботи сонячної енергетики в Україні та їх вплив на режим роботи теплових електричних станцій**

Як зазначалося вище, в Україні спостерігаються швидкі темпи зростання кількості виробленої потужності з сонячних електростанцій. На початок I кварталу 2018 року встановлена потужність усіх сонячних електричних станцій в Україні складає 741,893 МВт. Так як, генерація СЕС в більшості залежить від погодних умов, в енергосистемі в період з 04:00 до 19:00 відбуваються зміни в режимі роботи енергоблоків теплових електростанцій пов'язані, з компенсацією генерації електроенергії внаслідок безконтрольної генерації електроенергії СЕС.

Для дослідження впливу генерації СЕС на режими роботи енергоблоків ТЕС ГК скористаємося сценаріями розвитку встановленої потужності СЕС:

- Сценарій №0. Встановлена потужність СЕС станом на 2018р. складає 741,893 МВт.
- Сценарій №1. Встановлена потужність СЕС станом на 2020р. складає 9040 МВт.
- Сценарій №2. Встановлена потужність СЕС станом на 2025р. складає 1204 МВт.
- Сценарій №3. Встановлена потужність СЕС станом на 2035р. складає 18000 МВт.
- Сценарій №4. Встановлена потужність СЕС станом на 2040р. складає 25000 МВт.

Вважаємо, що обсяги споживання електричної енергії для різних сценаріїв залишаються незмінними.

Для побудови графіків генерації ТЕС ГК скористаємося графіком електричного навантаження (ГЕН) теплових електростанцій за режимний день 21.06.17. Дані представимо у табличному вигляді, таблиця 2.2.

Таблиця 2.2 – Генерація ТЕС ГК за режимний день 21.06.2017

Година доби	Генерація ТЕС (МВт)
1	5291
2	5258
3	4913
4	4923
5	4891
6	4949
7	5057
8	5845
9	6054
10	6334
11	6365
12	6368
13	6337
14	6483
15	6500
16	6543
17	6548
18	6518
19	6510
20	6540
21	6528
22	6442
23	5883
24	5608

Для визначення обсягів виробництва електричної енергії об'єктів сонячної енергетики та побудови добового графіка генерації СЕС скористаємося формулою:



$$E = \frac{I \cdot K_o \cdot V_M \cdot K_{BTP}}{U} \quad (2.1)$$

де,  $E$  – кількість енергії виробленої з СЕС (кВт·год);

$I$  – інтенсивність сонячного випромінювання, що потрапляє на поверхню Землі в горизонтальній площині (кВт·год/м<sup>2</sup>);

$K_o$  – поправочний коефіцієнт перерахунку сумарного потоку сонячної енергії з горизонтальній площині на поверхню сонячної батареї, приймаємо  $K_o = 1,1$ ;

$V_M$  – номінальна встановлена потужність СЕС;

$K_{BTP}$  – коефіцієнт, що враховує втрати сонячної установки при перетворенні і передачі електроенергії, приймаємо  $K_{BTP} = 0,170$ ;

$U$  – інтенсивність сонячної радіації, при якій фотоелектричні модулі тестуються (умови STC), тобто 1000 Вт/м<sup>2</sup>.

Результати розрахунків зведемо у таблицю 2.3.

Таблиця 2.3 – Кількість енергії виробленої з СЕС протягом режимного дня 21.06.2017.

Година доби	Станом на 2018р.	Сценарій №1	Сценарій №2	Сценарій №3	Сценарій №4
	$E$ (МВт)	$E$ (МВт)	$E$ (МВт)	$E$ (МВт)	$E$ (МВт)
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	10,34	131,07	167,89	250,99	348,60
5	58,84	745,48	954,85	1427,52	1982,66
6	157,76	1998,87	2560,26	3827,63	5316,15
7	241,81	3063,85	3924,33	5866,94	8148,53
8	325,22	4120,63	5277,91	7890,56	10959,11

9	410,57	5201,98	6662,97	9961,25	13835,06
10	451,30	5718,09	7324,02	10949,53	15207,68
11	492,03	6234,19	7985,07	11937,81	16580,29

Продовження таблиці 2.3

12	492,03	6234,19	7985,07	11937,81	16580,29
13	451,30	5718,09	7324,02	10949,53	15207,68
14	410,57	5201,98	6662,97	9961,25	13835,06
15	325,22	4120,63	5277,91	7890,56	10959,11
16	241,81	3063,85	3924,33	5866,94	8148,53
17	157,76	1998,87	2560,26	3827,63	5316,15
18	58,84	745,48	954,85	1427,52	1982,66
19	10,34	131,07	167,89	250,99	348,60
20	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Для кращого представлення інформації, побудуємо графік генерації електричної енергії СЕС за 4-ма сценаріями, при різних значеннях встановленої потужності СЕС. При цьому, попит на електричну енергію ТЕС ГК залишається незмінним. На рисунку 2.4 зобразимо графіки генерації ТЕС ГК та генерацію СЕС за 4-ма сценаріями.

Для забезпечення відповідності обсягів виробництва електричної енергії та її споживання, при збільшенні частки виробленої електричної енергії від сонячних електричних станцій виникає необхідність у адаптації традиційних генеруючих потужностей для забезпечення відповідності попиту і пропозиції електричної енергії. Як зазначалося вище, в Україні, основними маневреними потужностями являються енергоблоки теплових електричних станцій та гідроакумулюючі електричні станції.

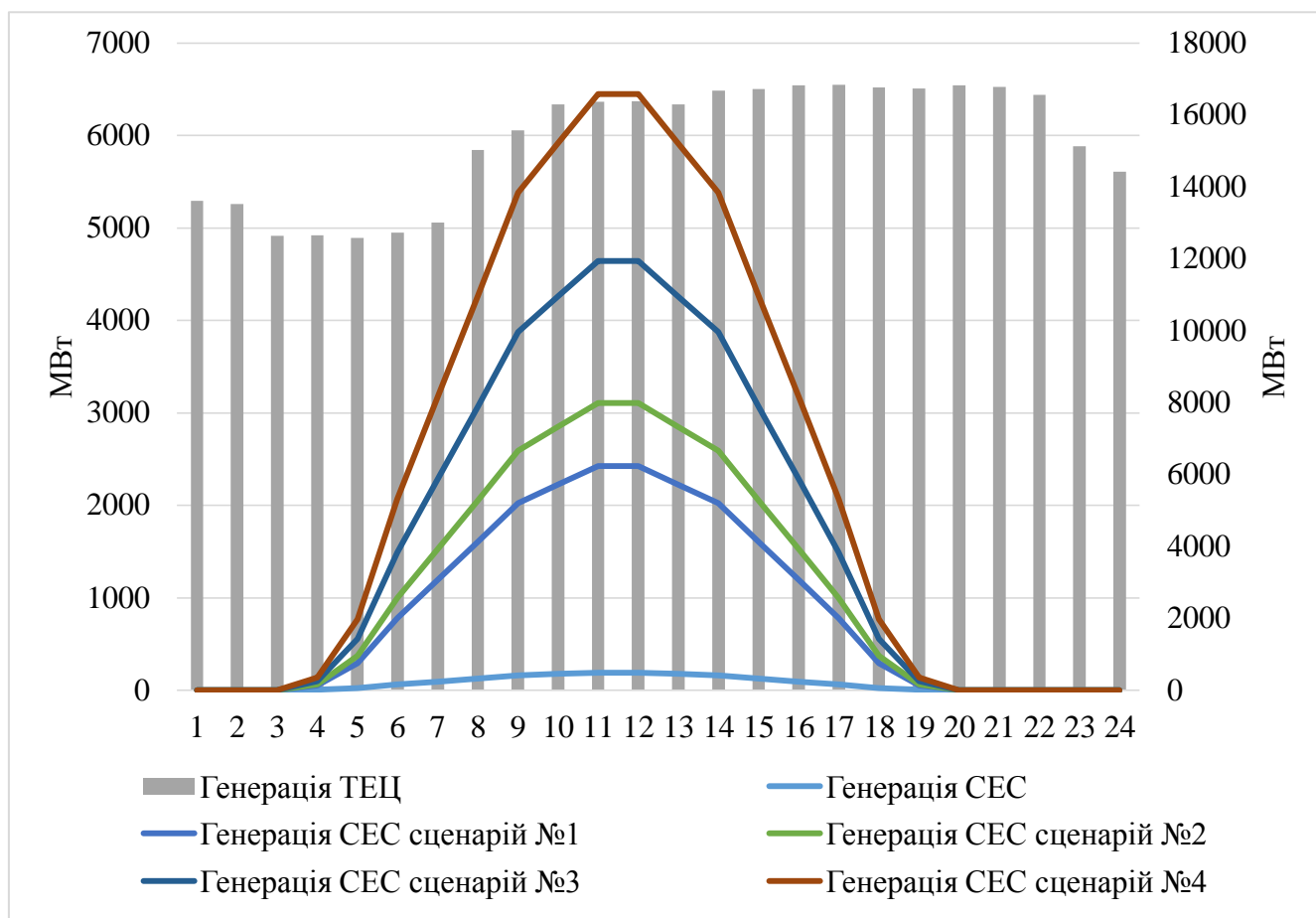


Рисунок 2.4 – Графік генерації ТЕС та СЕС за 4-ма сценаріями за режимний день 21.06.2017

Гідроакumuлюючі електричні станції в основному використовуються для покриття вечірнього максимуму споживання та нічного провалу. В свою чергу, внаслідок специфіки роботи сонячної енергетики, максимум генерації СЕС припадає на період з 11:00 до 16:00, тобто для забезпечення відповідності генерації як маневрені потужності використовуються енергоблоки ТЕС ГК.

Відпуск електричної енергії енергоблоками ТЕС ГК внаслідок генерації СЕС графічно представлений на рисунку 2.5.

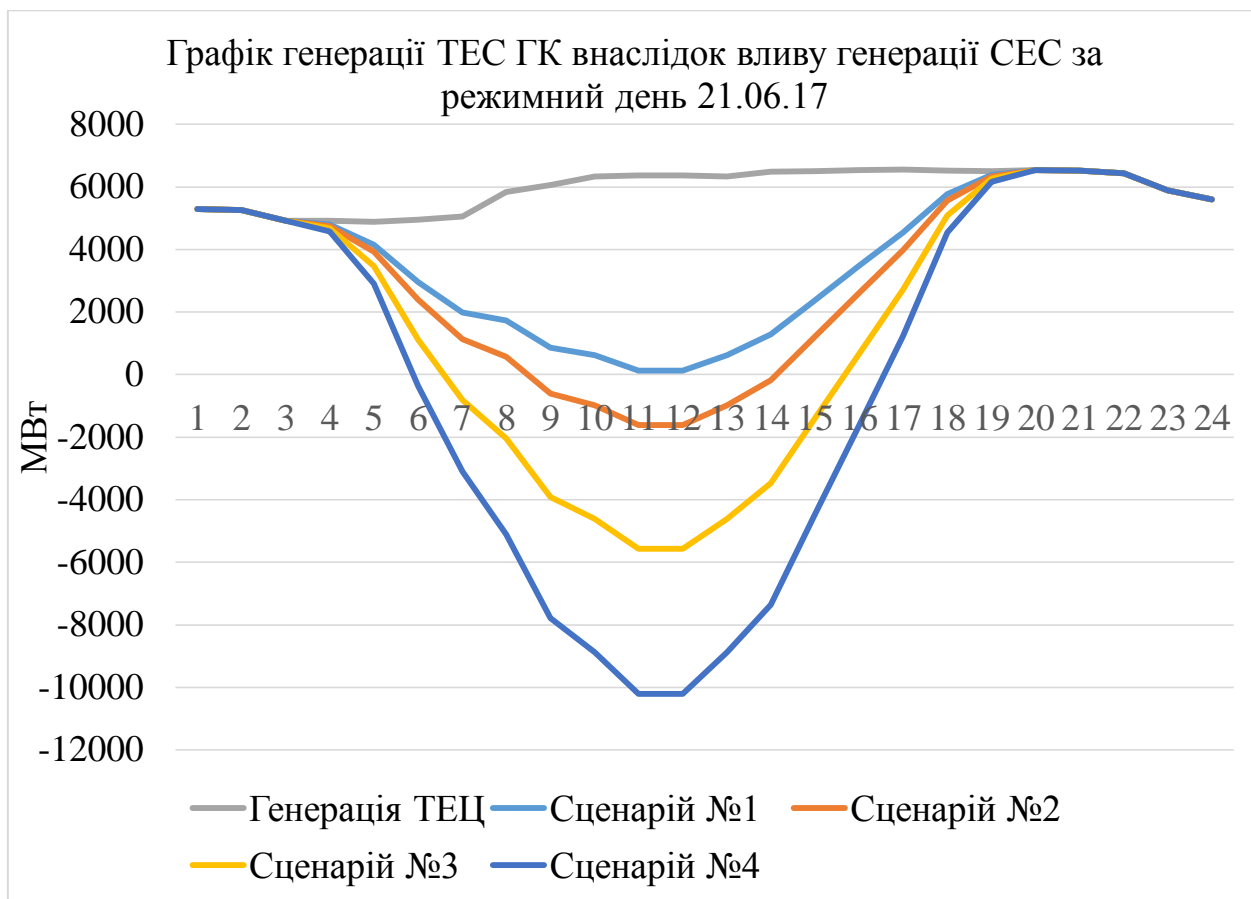


Рисунок 2.5 – Графік генерації ТЕС ГК внаслідок генерації СЕС за режимний день 21.06.17

Для визначення характерних змін в режимах роботи енергоблоків ТЕС ГК проведемо погодинний аналіз генерації з врахуванням генерації СЕС з 04:00 до 19:00, оскільки в цей період доби спостерігається найбільш суттєвий вплив на режим роботи енергоблоків ТЕС ГК. Для прикладу, проведемо аналіз для сценарію №4, коли встановлена потужність усіх об'єктів сонячної енергетики буде становити 25000 МВт.

- 04:00 – 05:00 - в даний проміжок часу спостерігається зменшення генерації енергоблоків ТЕС ГК ( $\Delta_{\text{ТЕС}}$ ) на 32МВт. Приріст генерації СЕС ( $\Delta_{\text{СЕС}}$ ) становить – 1634 МВт. В енергосистемі спостерігається надлишок генерації у розмірі 1632МВт, тобто потрібно зменшувати потужність енергоблоків ТЕС ГК. 1202 МВт – регулюється за рахунок маневрених можливостей

енергоблоків, які складають 25% від генерацій в даний момент часу. Решта 400 МВт, або 2 енергоблока виводяться з роботи;

- 05:00 – 06:00 – аналізуючи даний проміжок часу, можемо спостерігати, що приріст генерації ТЕС ГК має позитивний напрямок, який становить  $\Delta_{\text{ТЕС}} = 58 \text{ МВт}$ , тобто відпуск збільшується. Розглядаючи СЕС, генерація якої має різке збільшення, в порівнянні з минулим проміжком часу, приріст якої становить 3333 МВт. Отже частка надлишку отриманої енергії від СЕС буде становити 3275 МВт, оскільки враховуємо збільшення відпуску енергоблоків ТЕС протягом досліджуваної години. Для компенсації надлишку потужності у розмірі 2000 МВт, рекомендується вивести з роботи 10 енергоблоків ТЕС, а решту потужності, в розмірі 1275 МВт, скомпенсувати за допомогою маневреності енергоблоків;

- 06:00 – 07:00 – досліджуючи роботу ТЕС ГК та СЕС в даний проміжок часу, зауважимо, що як і в минулому випадку приріст генерації двох джерел має позитивних характер, 108 МВт та 2832 МВт відповідно. Беручи до уваги збільшення відпуску ТЕС ГК, залишок надлишку енергії буде становити 2724 МВт, для компенсації якої, залучимо 1324 МВт, завдяки маневреності енергоблоків, а іншу частину 1400 МВт компенсуємо за допомогою відключення семи енергетичних блоків ТЕС ГК;

- 07:00 – 08:00 – збільшення генерації від ТЕС ГК становить 788 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має позитивний характер, а відпуск СЕС в даний проміжок часу складає 2811 МВт. Виникає необхідність в компенсуванні надлишку – 2023 МВт, що можливе за рахунок виведення 3 блоків (200 МВт) з роботи, та застосуванням маневреної роботи енергетичних блоків для компенсації 1423 МВт;

- 08:00 – 09:00 – проаналізувавши даний проміжок часу, можемо зазначити, що збільшення генерації від ТЕС ГК становить 209 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має позитивний характер, а відпуск СЕС в даний проміжок часу складає 2876 МВт. Виникає необхідність в компенсуванні надлишку – 2667 МВт, що

можливе за рахунок виведення 6 блоків (200 МВт) з роботи, та застосуванням маневреної роботи енергетичних блоків для компенсації 1467 МВт;

- 09:00 – 10:00 – збільшення генерації від ТЕС ГК становить 280 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має позитивний характер, а відпуск СЕС в даний проміжок часу складає 1373 МВт. Виникає необхідність в компенсуванні надлишку – 1093 МВт, що можливе за рахунок використання маневрених можливостей енергоблоків ТЕС ГК;

- 10:00 – 11:00 – збільшення генерації від ТЕС ГК становить 31 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має позитивний характер, а відпуск СЕС в даний проміжок часу складає 1373 МВт. Виникає необхідність в компенсуванні надлишку – 1342 МВт, що можливе за рахунок застосування маневреної роботи енергетичних блоків;

- 11:00 – 12:00 – збільшення генерації від ТЕС ГК становить 3 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має позитивний характер, а приросту відпуску СЕС в даний проміжок не спостерігається. Виникає необхідність в компенсуванні надлишку – 3 МВт, що можливе за рахунок використання маневрених можливостей енергоблоків ТЕС ГК;

- 12:00 – 13:00 – зменшення генерації від ТЕС ГК становить 31 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має негативний характер, а в СЕС, в даний проміжок часу, спостерігається зменшення генерації на 1373 МВт. Виникає необхідність в компенсуванні дефіциту – 1342 МВт, що можливе за рахунок застосування маневреної роботи енергетичних блоків;

- 13:00 – 14:00 – збільшення генерації від ТЕС ГК становить 146 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має позитивний характер, а в СЕС, в даний проміжок часу, спостерігається зменшення генерації на 1373 МВт. Виникає необхідність в компенсуванні дефіциту – 1519 МВт, що можливе за рахунок застосування маневреної роботи енергетичних блоків;

- 14:00 – 15:00 – збільшення генерації від ТЕС ГК становить 17 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має позитивний характер, а в СЕС, в даний проміжок часу,

спостерігається зменшення генерації на 2876 МВт. Виникає необхідність в компенсуванні дефіциту – 2893 МВт, що можливе за рахунок пуску 6 блоків (200 МВт) в роботу, та застосуванням маневреної роботи енергетичних блоків для генерації 1693 МВт;

- 15:00 – 16:00 – збільшення генерації від ТЕС ГК становить 43 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має позитивний характер, а в СЕС, в даний проміжок часу, спостерігається зменшення генерації на 2811 МВт. Виникає необхідність в компенсуванні дефіциту – 2854 МВт, що можливе за рахунок пуску 7 блоків (200 МВт) в роботу, та застосуванням маневреної роботи енергетичних блоків для генерації 1454 МВт;

- 16:00 – 17:00 – збільшення генерації від ТЕС ГК становить 5 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має позитивний характер, а в СЕС, в даний проміжок часу, спостерігається зменшення генерації на 2832 МВт. Виникає необхідність в компенсуванні дефіциту – 2837 МВт, що можливе за рахунок пуску 6 блоків (200 МВт) в роботу, та застосуванням маневреної роботи енергетичних блоків для генерації 1637 МВт;

- 17:00 – 18:00 – зменшення генерації від ТЕС ГК становить 30 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має негативний характер, а в СЕС, в даний проміжок часу, спостерігається зменшення генерації на 3333 МВт. Виникає необхідність в компенсуванні дефіциту – 3303 МВт, що можливе за рахунок пуску 8 блоків (200 МВт) в роботу, та застосуванням маневреної роботи енергетичних блоків для генерації 1703 МВт;

- 18:00 – 19:00 – зменшення генерації від ТЕС ГК становить 8 МВт, тобто  $\Delta_{\text{ТЕС}}$  має негативний характер, а в СЕС, в даний проміжок часу, спостерігається зменшення генерації на 1634 МВт. Виникає необхідність в компенсуванні дефіциту – 1626 МВт, що можливе за рахунок застосування маневреної роботи енергетичних блоків;

Отже, при встановленій потужності, об'єктів сонячної енергетики, у розмірі 25000 МВт, спостерігається несприятливі режими роботи для

енергоблоків ТЕС ГК, оскільки виникає необхідність збільшення кількості пусків та зупинок цих блоків, зменшення їх номінальної потужності, що в свою чергу, призводить, до збільшення питомої витрати палива, та спричиняє зношення технологічного обладнання енергоблоків.

Аналіз режимів роботи ТЕС ГК для сценаріїв №1-№4 представимо у табличному вигляді.

Таблиця 2.2 – Режим роботи енергоблоків ТЕС ГК при сценарію №1 (9,4ГВт встановленої потужності СЕС)

Період	Приріст ТЕС $\Delta_{\text{ТЕС}}$ (МВт)	Приріст СЕС $\Delta_{\text{СЕС}}$ (МВт)	Надлишок (-) /дефіцит(+) генерації (МВт)	Спосіб регулювання		
				Маневреність	Зупинка енергоблоку	Пуск енергоблоку
04:00 - 05:00	-32	614	-582	582		
05:00 - 06:00	58	1253	-1195	1195		
06:00 - 07:00	108	1065	-957	957		
07:00 - 08:00	788	1057	-269	269		
08:00 - 09:00	209	1081	-872	872		
09:00 - 10:00	280	516	-236	236		
10:00 - 11:00	31	516	-485	485		
11:00 - 12:00	3	0	3	3		
12:00 - 13:00	-31	-516	485	485		
13:00 - 14:00	146	-516	662	662		
14:00 - 15:00	17	-1081	1098	1098		
15:00 - 16:00	43	-1057	1100	1100		
16:00 - 17:00	5	-1065	1070	1070		
17:00 - 18:00	-30	-1253	1223	1223		
18:00 - 19:00	-8	-614	606	606		

При такому сценарію, забезпечення відповідності між обсягом виробництвом та споживанням електричної енергії в повній мірі забезпечується за рахунок маневрених можливостей енергоблоків ТЕС ГК.



Аналіз режимів роботи енергоблоків ТЕС ГК при сценарію №2, коли встановлена потужність СЕС становить 12,04 ГВт представлена в таблиці 2.3.

Таблиця 2.3 – Режим роботи енергоблоків ТЕС при сценарію №2 (12,04ГВт встановленої потужності СЕС)

Період	Приріст ТЕС $\Delta_{\text{ТЕС}}$ (МВт)	Приріст СЕС $\Delta_{\text{СЕС}}$ (МВт)	Надлишок (-) /дефіцит(+) генерації (МВт)	Спосіб регулювання		
				Маневреність	Зупинка енергоблоку	Пуск енергоблоку
04:00 - 05:00	-32	787	-755	755		
05:00 - 06:00	58	1605	-1547	1347	200	
06:00 - 07:00	108	1364	-1256	1256		
07:00 - 08:00	788	1354	-566	566		
08:00 - 09:00	209	1385	-1176	1176		
09:00 - 10:00	280	661	-381	381		
10:00 - 11:00	31	661	-630	630		
11:00 - 12:00	3	0	3	3		
12:00 - 13:00	-31	-661	630	630		
13:00 - 14:00	146	-661	807	807		
14:00 - 15:00	17	-1385	1402	1402		
15:00 - 16:00	43	-1354	1397	1397		
16:00 - 17:00	5	-1364	1369	1369		
17:00 - 18:00	-30	-1605	1575	1575		
18:00 - 19:00	-8	-787	779	779		

За такого сценарію, забезпечення відповідності між обсягом виробництвом та споживанням електричної енергії забезпечується за рахунок маневрених можливостей енергоблоків ТЕС ГК та зупинкою одного енергоблоку ТЕС ГК потужністю 200 МВт.

Аналіз режимів роботи енергоблоків ТЕС ГК при сценарію №3, коли встановлена потужність СЕС становить 18,00 ГВт представлена в таблиці 2.4.

Таблиця 2.4 – Режим роботи енергоблоків ТЕС при сценарію №3 (18,00ГВт встановленої потужності СЕС)

Період	Приріст ТЕС $\Delta_{\text{ТЕС}}$ (МВт)	Приріст СЕС $\Delta_{\text{СЕС}}$ (МВт)	Надлишок (-) /дефіцит(+) генерації (МВт)	Спосіб регулювання		
				Маневреність	Зупинка енергоблоку	Пуск енергоблоку
04:00 - 05:00	-32	1177	-1145	1145		
05:00 - 06:00	58	2400	-2342	1142	1200	
06:00 - 07:00	108	2039	-1931	1331	600	
07:00 - 08:00	788	2024	-1236	1236		
08:00 - 09:00	209	2071	-1862	1462	400	
09:00 - 10:00	280	988	-708	708		
10:00 - 11:00	31	988	-957	957		
11:00 - 12:00	3	0	3	3		
12:00 - 13:00	-31	-988	957	957		
13:00 - 14:00	146	-988	1134	1134		
14:00 - 15:00	17	-2071	2088	1688		400
15:00 - 16:00	43	-2024	2067	1667		400
16:00 - 17:00	5	-2039	2044	1644		400
17:00 - 18:00	-30	-2400	2370	1570		800
18:00 - 19:00	-8	-1177	1169	1169		

За такого сценарію, забезпечення відповідності між обсягом виробництвом та споживанням електричної енергії частково забезпечується за рахунок маневрених можливостей енергоблоків ТЕС ГК та за рахунок пуску 2000 МВт потужності ТЕС ГК і виведення в резерв 2200 МВт потужності ТЕС ГК.

Аналіз режимів роботи енергоблоків ТЕС ГК при сценарію №4, коли встановлена потужність СЕС становить 25,00 ГВт представлена в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Режим роботи енергоблоків ТЕС при сценарію №4 (25,0ГВт встановленої потужності СЕС)

Період	Приріст ТЕС $\Delta_{\text{ТЕС}}$ (МВт)	Приріст СЕС $\Delta_{\text{СЕС}}$ (МВт)	Надлишок (-) /дефіцит(+) генерації (МВт)	Спосіб регулювання		
				Маневреність	Зупинка енергоблоку	Пуск енергоблоку
04:00 - 05:00	-32	1634	-1602	1202	400	
05:00 - 06:00	58	3333	-3275	1275	2000	
06:00 - 07:00	108	2832	-2724	1324	1400	
07:00 - 08:00	788	2811	-2023	1423	600	
08:00 - 09:00	209	2876	-2667	1467	1200	
09:00 - 10:00	280	1373	-1093	1093		
10:00 - 11:00	31	1373	-1342	1342		
11:00 - 12:00	3	0	3	3		
12:00 - 13:00	-31	-1373	1342	1342		
13:00 - 14:00	146	-1373	1519	1519		
14:00 - 15:00	17	-2876	2893	1693		1200
15:00 - 16:00	43	-2811	2854	1454		1400
16:00 - 17:00	5	-2832	2837	1637		1200
17:00 - 18:00	-30	-3333	3303	1703		1600
18:00 - 19:00	-8	-1634	1626	1626		

За такого сценарію, забезпечення відповідності між обсягом виробництвом та споживанням електричної енергії частково забезпечується за рахунок маневрених можливостей енергоблоків ТЕС ГК та за рахунок пуску 5400 МВт потужності ТЕС ГК і виведення в резерв 5600 МВт потужності ТЕС ГК.

### **2.3 Методика визначення додаткових грошових витрат енергоблоків ТЕС внаслідок впливу СЕС**

Добові графіки навантаження об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України досить нерівномірні. Для них характерно помітне підвищення попиту споживачів на електричну потужність у вечірні години доби і значний його спад в нічний період.

Однак, внаслідок інтенсивного розвитку сонячної енергетики та її безконтрольної генерації, виникають не характерні режими роботи енергоблоків ТЕС ГК пов'язані з вирівнюванням обсягів генерації та споживанням електричної енергії. Необхідність покриття генерації СЕС негативно впливає на режими виробництва і передачі електроенергії, що, в свою чергу, призводить до зниження надійності електропостачання, погіршення якості електричної енергії, а також негативно позначається на ефективності функціонування енергосистеми.

Незважаючи на наявність в енергосистемі значного потенціалу незавантажених генеруючих потужностей, надійне і якісне задоволення попиту споживачів на електричну потужність було і залишається складним завданням для української енергетики. Однією з причин такого стану справ є значний знос устаткування електростанцій і мереж, яке давно вичерпало свій ресурс. Іншою, не менш важливою причиною є проблема дефіциту маневрених генеруючих потужностей в енергосистемі.

Структура генеруючої частини об'єднаної енергетичної системи України не відповідає тим співвідношенням базових і маневрених потужностей, які необхідні для ефективного регулювання добових графіків навантаження. Це пов'язано як з готівковим складом генеруючих потужностей, так і з можливістю їх використання з точки зору забезпеченості паливом і готовності до несення навантаження.

На сьогоднішній день оперативне управління режимами виробництва електроенергії в об'єднаній енергосистемі України здійснюється головним чином за рахунок використання маневрених можливостей енергоблоків теплових електростанцій генеруючих компаній (ТЕС ГК), а також шляхом зміни кількості цих енергоблоків, які знаходяться в роботі протягом доби.

Очевидно, що вимушене використання енергоблоків ТЕС в якості маневрених потужностей енергосистеми неминуче пов'язане зі значними додатковими витратами на виробництво електроенергії.

Перш за все, це додаткові витрати палива на щоденні пуски теплових енергоблоків, які використовуються в регульованій частині графіка електричного навантаження об'єднаної енергосистеми.

До того ж, на енергоблоках, задіяних для регулювання графіків навантаження енергосистеми, істотно зростає питома витрата умовного палива на вироблення електроенергії, оскільки ці енергоблоки вимушено працюють в енергетично неефективних режимах. При цьому також зростає вартість палива, використовуваного в неефективних режимах роботи енергоблоків, так як збільшується витрата більш дорогого палива (природного газу або мазуту), яке додається до основного палива (вугілля) для забезпечення стійкої роботи енергоблоків ТЕС зі змінним навантаженням.

Оцінка величини додаткових витрат на пуски та зупинки енергоблоків ТЕС для регулювання графіка навантаження внаслідок генерації СЕС може бути отримана виходячи з наступних міркувань.

Під час максимуму генерації СЕС, в період з 11 до 16 годин, теплові енергоблоки потужністю 150, 200 МВт знижують свою номінальну потужність, або виводяться в холодний резерв. Тобто, можна прийняти, що середня потужність енергоблоків ТЕС, які використовуються в регульованій частині графіка, складає 200МВт.

Таким, чином виходячи з конфігурації графіка генерації СЕС, може бути визначена загальна потужність енергоблоків ТЕС ( $P_{рег\_мес}$ ), які щодобово необхідно залучати для покриття генерації СЕС, а також середня кількість цих енергоблоків ( $N_{рег\_мес}$ ).

$$N_{рег\_мес} = \frac{P_{рег\_мес}}{200} \quad (2.2)$$

В свою чергу, щоденні пуски енергоблоків ТЕС пов'язані з додатковими витратами палива для розпалу котлоагрегатів, причому такого палива як: природний газ або мазут. Таким чином, річні витрати на пуски енергоблоків можуть бути визначені як:

$$З_{n\_пуск} = N_{рег\_мес} \cdot 110 \cdot 214 \cdot Ц_{н.г}, \quad (2.3)$$

де,  $З_{n\_пуск}$  – витрати на паливо для пусків енергоблоків (грн);

110 – середня кількість природного газу необхідна для пуску одного енергоблоку (тис. куб. м.) ;

214 – розрахунковий період квітень – жовтень (діб);

$Ц_{н.г}$  – ціна природного газу, грн/тис. куб. м.

Тобто, можливе зниження витрат теплових електростанцій на щоденні пуски енергоблоків ( $\Delta З_{дод\_пуск}$ ) може бути визначена виходячи з кількості енергоблоків ТЕС, виключених з регульованої частини графіка внаслідок безконтрольної генерації СЕС ( $\Delta N_{рег\_мес}$ ), у випадку вирівнюванню цих графіків генерації:

$$\Delta З_{дод\_пуск} = \Delta N_{рег\_мес} \cdot 110 \cdot 214 \cdot Ц_{н.г}, \quad (2.4)$$

Наступна складова додаткових витрат ТЕС, частина енергоблоків яких задіяна для покриття генерації СЕС, виникає в зв'язку з енергетично

неефективними режимами роботи цих енергоблоків, оскільки знижується коефіцієнт використання їх встановленої потужності і відповідно зростає питома витрата умовного палива на виробництво електроенергії. В свою чергу, питома витрата палива, визначається з лінійного рівняння парної регресії:

$$b_{y_n} = A + B \cdot KBVP, \quad (2.5)$$

де,  $KBVP$  – коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків ТЕС (%),

$A, B$  – параметри (константи) рівняння регресії,  $A = 572,8098$ ,  $B = 6,20397$  [20].

Для визначення коефіцієнт використання встановленої потужності енергоблоків ТЕС ( $KBVP$ ), необхідно для існуючого графіку генерації ТЕС, розрахувати середню потужність усіх теплових енергоблоків ( $P_{існ\_мес}$ ), які задіяні для покриття цього графіку.

Загальна встановлена потужність енергоблоків ТЕС в Україні становить 28700 МВт, відповідно середня величина коефіцієнта використання встановленої потужності енергоблоків ТЕС для існуючого графіка генерації буде визначатися:

$$KBVP_{існ} = \left( \frac{P_{існ\_мес}}{28700} \right) \cdot 100\%, \quad (2.6)$$

Для оцінки середнього зменшення додаткових витрат теплових електростанцій, пов'язаних з енергетично неефективними режимами роботи енергоблоків, використаних як маневрених потужностей, необхідно визначити відносне зниження середньої питомої витрати палива енергоблоків ТЕС при відповідній зміні добових графіків генерації СЕС.

$$\Delta b_{y-n} = \frac{(b_{y-n_{icn}} - b_{y-n_{ck}})}{b_{y-n_{icn}}} \cdot 100\%, \quad (2.7)$$

де,  $b_{y-n_{ck}}$  – середня питома витрата умовного палива тепловими енергоблоками, використаних для покриття скорегованого графіка генерації СЕС, визначається згідно рівняння парної регресії (2.5), при скоригованому коефіцієнту використання встановленої потужності ТЕС ( $KBBП_{ck}$ ).

Таким чином, величина можливого зниження додаткових витрат теплових електростанцій, пов'язаних з енергетично неефективними режимами роботи частини енергоблоків ( $\Delta Z_{дод\_реж}$ ), при досягненні того чи іншого ступення вирівнювання графіків генерації сонячних електростанцій, може бути визначена:

$$\Delta Z_{дод\_реж} = W_{вир\_тес} \cdot C_{n\_тес} \cdot \Delta b_{y-n}, \quad (2.8)$$

де,  $W_{вир\_тес}$  – кількість електроенергії виробленої на ТЕС протягом певного періоду, весна – осінь (кВт·год);

$C_{n\_тес}$  – середня величина паливної складової в собівартості електричної енергії, виробленої тепловими енергоблоками (грн/ кВт·год).

Таким чином, загальна величина можливого зниження витрат енергосистеми, пов'язаних з вимушеним використанням енергоблоків теплових електричних станцій, для вирівнювання графіків генерації внаслідок впливу генерації СЕС, може бути визначена наступним чином:

$$\Delta Z_{дод\_заг} = \Delta Z_{дод\_пуск} + \Delta Z_{дод\_реж} \quad (2.9)$$



## 2.4 Приклад розрахунку додаткових грошових витрат енергоблоків ТЕС внаслідок впливу СЕС

Кількісна оцінка грошових витрат енергоблоків ТЕС ГК, пов'язаних з вимушеним використанням енергоблоків в якості маневрених потужностей, виконана у відповідності з методичними вказівками, викладеними у розділі 2.3. Розрахунок додаткових грошових витрат енергоблоків ТЕС ГК виконаний на основі графіку електричної генерації за режимний день 21.06.17 та 4-х сценаріїв розвитку встановленої потужності об'єктів сонячної енергетики на території України.

Кількісну оцінку проведемо на прикладі 4-го сценарію, коли встановлена потужність об'єктів сонячної енергетики в Україні буде становити 25,00 ГВт.

Згідно зі скорегованим графіком генерації ТЕС ГК внаслідок впливу генерації СЕС, для забезпечення відповідності між попитом і пропозицією на електричну енергію, цілодобово в період від квітня до жовтня, загальна маневрена потужність енергоблоків ТЕС ГК складала 5400 МВт. При цьому, середня кількість енергоблоків, теплових електростанцій, які щодобово використовувалися в регульованій частині графіку електричної генерації складала:

$$N_{\text{рег\_теп}} = \frac{5400}{200} = 27.$$

Відповідно, при щодобовому виведенні в холодний резерв на період з 04:00 до 12:00 в середньому 27 енергоблоків, додаткова витрата природного газу на їх пуски складала:

$$27 \cdot 214 \cdot 110 = 635880 \text{ тис.м}^3$$

При сьогоднішній ціні 1000 куб.м природного газу для промислових споживачів, яка з 01.10.18 року дорівнює 14 586 грн., додаткові витрати ТЕС ГК на паливо, необхідне для щоденних пусків цих енергоблоків, які використовуються для компенсації генерації СЕС, складають:

$$Z_{\text{дод\_пуск}} = 27 \cdot 110 \cdot 214 \cdot 14586 = 9270,569880 \text{ млн.грн/рік}$$

Таким чином, внаслідок, безконтрольної генерації СЕС при встановленій потужності 25,00 ГВт, щодобово в період з квітня по жовтень, для забезпечення відповідності між обсягами генерації та споживанням електричної енергії витрачається 9,270 млрд грн/рік.

Аналогічно порахуємо додаткові грошові витрати енергоблоків ТЕС ГК внаслідок щоденних їх пусків, для компенсації генерації СЕС для сценаріїв №1,2,3. Результати розрахунку зведемо у таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Додаткові грошові витрати енергоблоків ТЕС ГК пов’язані зі щоденними їх пусками в період з квітня по жовтень.

№	Сценарій	$Z_{\text{дод\_пуск}}$ , млн. грн/рік
1	Сценарій №1 (09,40 ГВт)	0
2	Сценарій №2 (12,04 ГВт)	0
3	Сценарій №3 (18,00 ГВт)	3433,5444
4	Сценарій №4 (25,00 ГВт)	9720,569880

Кількісна оцінка грошових витрат другої складової додаткових витрат теплових електростанцій, пов’язаної зі зниженням енергетичної ефективності частини цих енергоблоків, які використовуються в якості маневрених

генеруючих потужностей для компенсації генерації об'єктів сонячної енергетики, може бути отримана наступним чином.

В таблиці 2.7 приведені статистичні дані про середні фактичні значення коефіцієнтів використання встановленої потужності (КВВП) енергоблоків ТЕС ГК та середніх величинах їх умовної витрати палива для різних сценаріїв розвитку встановленої потужності об'єктів сонячної енергетики.

Таблиця 2.7 – Середнє значення коефіцієнтів використання встановленої потужності і питомої витрати умовного палива енергоблоків ТЕС ГК для різних сценаріїв.

№	Сценарій	Середні КВВП, %	Середня питома витрата умовного палива, ( $b_{y.n.}$ ) т.у.п./кВт·год
1	Сценарій №1 (09,40 ГВт)	12,814	493,31
2	Сценарій №2 (12,04 ГВт)	10,594	507,08
3	Сценарій №3 (18,00 ГВт)	10,230	509,34
4	Сценарій №4 (25,00 ГВт)	9,564	513,48

Лінійна регресійна залежність, між вказаними в таблиці 2.7 показниками має рівняння:

$$b_{y\_n} = 572,8098 - 6,20397 \cdot KBVP.$$

Залежність питомої витрати палива енергоблоків ТЕС ГК від коефіцієнта використання встановленої потужності енергоблоків (КВВП) зображена на рисунку 2.6.

Аналіз графік електричного навантаження теплових електричних станцій внаслідок впливу генерації об'єктів сонячної енергетики за добу, можна визначити, що середня потужність енергоблоків ТЕС ГК, задіяних для покриття нерівномірності генерації СЕС, складає 2745 МВт.

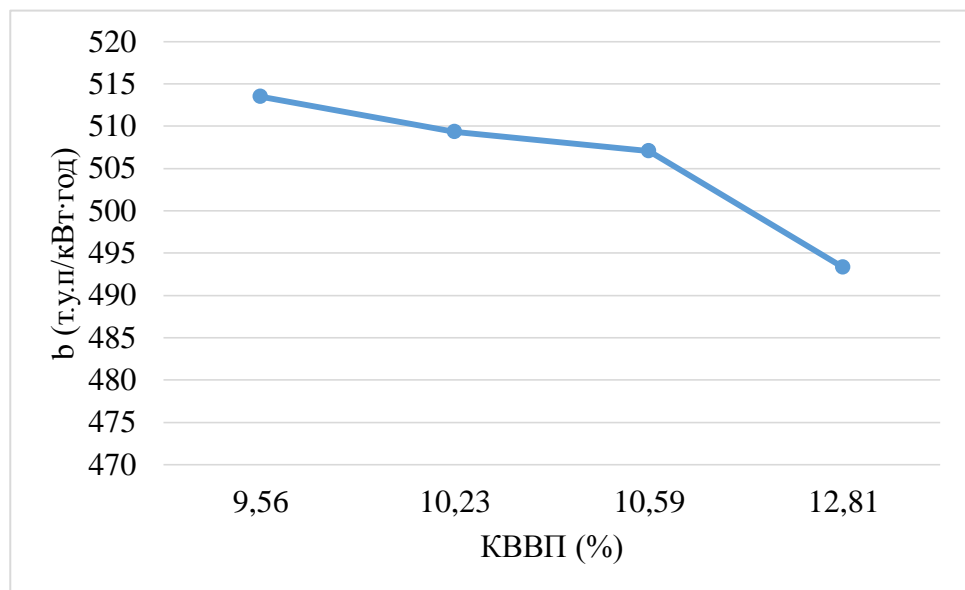


Рисунок 2.6 – Залежність питомої витрати палива енергоблоків ТЕС ГК від КВВП

Загальна встановлена потужність теплових енергоблоків в Україні складає 28700 МВт. Відповідно, величина коефіцієнта використання встановленої потужності енергоблоків ТЕС для сценарію №4 дорівнює:

$$b_{y\_n} = 572,8098 - 6,20397 \cdot 9,564 = 513,48.$$

Таким чином, величина додаткових витрат теплових електростанцій, пов'язаних з енергетично неефективними режимами роботи внаслідок

компенсації генерації сонячних електростанцій в період з квітня по жовтень, коли загальна встановлена потужність теплових електростанцій становить 25,00 ГВт дорівнює:

$$Z_{\text{дод\_реж}} = 442584,1 \cdot 1,1 \cdot 214 \cdot 513,48 = 277,9612865 \text{ млн грн/рік}$$

Таким чином, внаслідок енергетично неефективних режимів роботи енергоблоків теплових електростанцій, щодобово в період з квітня по жовтень, для забезпечення відповідності між обсягами генерації та споживанням електричної енергії витрачається 277,9612865 млн грн/рік.

Аналогічно порахуємо додаткові грошові витрати енергоблоків ТЕС ГК внаслідок енергетично неефективних режимів їх роботи, для компенсації генерації СЕС для сценаріїв №1,2,3. Результати розрахунку зведемо у таблицю 2.8.

Таблиця 2.8 – Додаткові грошові витрати енергоблоків ТЕС ГК пов’язані з енергетично неефективними режимами їх роботи в період з квітня по жовтень.

№	Сценарій	$Z_{\text{дод\_реж}}$ , млн. грн/рік
1	Сценарій №1 (09,40 ГВт)	10249,27464
2	Сценарій №2 (12,04 ГВт)	8710,648008
3	Сценарій №3 (18,00 ГВт)	4872,729323
4	Сценарій №4 (25,00 ГВт)	277,9612865

### Висновки по розділу:

1. В Україні, основними маневреними потужностями являються енергоблоки теплових електричних станцій та гідроакумуючі електричні станції. В свою чергу, внаслідок специфіки роботи сонячної енергетики,

максимум генерації СЕС припадає на період з 11:00 до 16:00, тобто для забезпечення відповідності генерації як маневрені потужності використовуються енергоблоки ТЕС ГК.

2. Вимушене використання енергоблоків ТЕС в якості маневрених потужностей енергосистеми неминуче пов'язане зі значними додатковими витратами на виробництво електроенергії. Виділяють дві основні складові цих витрат: додаткові витрати палива на щоденні пуски теплових енергоблоків, та витрати, які пов'язані з використанням енергоблоків у енергетично неефективних режимах.

### **РОЗДІЛ 3. МЕХАНІЗМ ЕКОНОМІЧНОГО УПРАВЛІННЯ РЕЖИМАМИ ВИКОРИСТАННЯ СОНЯЧНИХ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ**

#### **3.1 Основна ідея створення та переваги механізму управління режимами генерації електричної енергії сонячними електростанціями**

Як вже було згадано, для забезпечення відповідності обсягів виробництва електричної енергії та її споживання, при збільшенні частки виробленої електричної енергії від сонячних електричних станцій виникає необхідність у адоптації традиційних генеруючих потужностей для забезпечення відповідності попиту і пропозиції електричної енергії в енергосистемі України. Необхідність покриття некерованої генерації електричної енергії сонячних електростанцій, суттєво ускладнює планування покриття навантаження ОЕС і управління режимами виробництва електроенергії, знижує економічність функціонування енергосистеми, а також негативно впливає на надійність електропостачання споживачів і якість електричної енергії.

Покращення режимів виробництва електроенергії, підвищення надійності і економічності функціонування енергосистеми, забезпечення необхідної якості електроенергії в значній мірі може бути досягнуте шляхом ефективного і цілеспрямованого управління режимами генерації сонячних електростанцій протягом доби в енергетичній системі.

Одним із можливих напрямів удосконалення ринкових методів управління режимами генерації об'єктів сонячної енергетики, є створення нових, ефективних механізмів залучення електропередавальних організацій та власників сонячних електричних станцій до участі у вирівнюванні графіків генерації енергосистеми.

Метою розробки механізму має бути створення додаткових, дієвих стимулів до активної участі електропередавальних організацій та власників

СЕС в управлінні режимами виробництва електроенергії сонячними електростанціями.

В якості такого «інструменту» для залучення власників сонячних електростанцій до управління режимами виробництва електроенергії сонячними електростанціями пропонується встановлення і використання при розрахунках між продавцями та покупцями електроенергії плати за так званий профіль генерації електроенергії, тобто за певну конфігурацію добових графіків електричної генерації СЕС електропередавальних організацій та окремих об'єктів сонячної енергетики.

Принципова особливість використання запропонованої плати полягає в тому, що вона буде здійснюватися продавцями електроенергії її покупцям в залежності від форми добових графіків генерації електроенергії сонячними електростанціями.

Встановлення такої плати покладе початок формуванню ринку послуг, які власники сонячних електричних станцій будуть цілеспрямовано надавати відповідним електропередавальним організаціям, а тим самим, і ОЕС України в вирішенні завдання управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями, а в подальшому і у вирішенні завдання вирівнювання добових графіків електричного навантаження. Дана послуга полягає в тому, що певні власники сонячних електростанцій беруть на себе зобов'язання сформулювати і надалі підтримувати певну, заздалегідь погоджену конфігурацію добових графіків електричної генерації СЕС.

Відповідно, на цьому ринку повинні бути встановлені певні правила розподілення економії грошових коштів, що отримується в результаті управління режимами генерації сонячних електростанцій, між усіма суб'єктами: електропередавальними організаціями, та власниками сонячних електростанцій, які беруть безпосередню участь в регулюванні режимів генерації своїх сонячних електростанцій. Відповідно до цих правил ДП



«Енергоринок» (оптовий постачальник електроенергії) буде систематично (наприклад, щомісяця) здійснювати оплату електропередавальним організаціям, а останні – власникам сонячних електростанцій за надання ними відповідних послуг.

З урахуванням сказаного вище, впливає що встановлення і використання плати за профіль електричної генерації об'єктів сонячної енергетики являє собою окремий напрямок розвитку ринкових механізмів управління режимами генерації сонячних електростанцій.

Створення і використання запропонованого механізму адресного управління режимами генерації електричної потужності сонячних електростанцій є окремий проект (далі Проект), метою реалізації якого є зниження витрат органічного палива (природного газу, мазуту, вугілля), а також інших матеріальних ресурсів і грошових коштів на виробництво електроенергії шляхом подальшого вирівнювання добових графіків навантаження енергосистеми шляхом управління режимами генерації сонячних електростанцій.

Значною перевагою запропонованого механізму адресного управління режимами генерації електричної потужності сонячними електростанціями є також те, що економічне стимулювання участі електропередавальних організацій та власників сонячних електростанцій у вирівнюванні добових графіків генерації енергосистеми передбачається здійснювати тільки по відношенню до тих, які заздалегідь заявили про свій намір і реально сприяли вирішенню даної задачі.

### **3.2 Загальний алгоритм функціонування механізму управління режимами генерування електроенергії сонячними електростанціями**

Перш за все, необхідно зазначити, що участь електропередавальних організацій та власників сонячних електростанцій до управління режимами

генерації електроенергії сонячними електростанціями з використанням плати за профіль їх графіка генерації є абсолютно добровільним і фіксується у відповідних договорах, що діють тільки в рамках відповідного Проекту.

До участі в Проекті щодо управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями з використанням запропонованого механізму управління режимами генерування електроенергії СЕС, можуть бути залучені власники сонячних електростанцій, тобто як приватні домогосподарства так і власники потужних сонячних електростанцій з номінальною потужністю більше 35 кВт.

Електропередавальні організації, власники сонячних електростанцій, які бажають взяти участь у Проекті, повинні:

- укласти відповідний договір (електропередавальні організації - з ДП «Енергоринок» (оптовим постачальником електроенергії), а власники сонячних електростанцій - з електропередавальними організаціями);
- надати добові графіки генерації до їх участі в Проекті (приватні СЕС – характерні графіки, комерційні СЕС – режимні графіки навантаження;

### **3.2.1 Підготовчий етап**

Рівень ДП «Енергоринок» (оптового постачальника електроенергії) дії, виконання яких необхідні на цьому етапі, можуть бути розпочаті після того, як електропередавальні організації, які бажають взяти участь у Проекті, уклали відповідні договори з ДП «Енергоринок» (оптовим постачальником електроенергії) і надали свої середні фактичні графіки генерації електроенергії об'єктами сонячної енергетики.

На підставі отриманих графіків для групи обласних електропередавальних організації (обленерго), які погодилися взяти участь у Проекті щодо подальшої участі в управлінні режимами генерації СЕС,

визначаються скориговані добові графіки генерації сонячної енергетики. В результаті виконанні деяких розрахунків повинні бути отримані:

- скореговані графіки генерації електроенергії сонячними електростанціями для кожного обленерго;
- скорегований графік генерації електроенергії сонячними електростанціями групи обленерго які беруть участь в Проекті;
- скорегований графік генерації електроенергії сонячними електростанціями об'єднаної енергосистеми.

Виходячи з скорегованих графіків генерації електроенергії сонячними електростанціям, визначених для електропередавальних організацій, які бажають взяти участь у Проекті, окремо для кожної обленерго, визначається деякий кількісний показник, що характеризує ступінь її участі в управлінні режимами генерації електроенергії СЕС. Такий показник можна назвати *коефіцієнтом участі обленерго*.

Для існуючого на момент початку Проекту та оптимального графіку генерації електроенергії сонячними електростанціями ОЕС України з використанням відповідної методики визначаються додаткові витрати, пов'язані з необхідністю покриття генерації електроенергії СЕС. Тим самим як різниця між відповідними величинами цих витрат обчислюється очікувана економія додаткових витрат енергосистеми, що виникає в разі формування та дотримання кожної з електропередавальних організацій, які бажають взяти участь у Проекті, оптимальних графіків генерації електроенергії об'єктами сонячної енергетики.

НКРЕКП встановлює певні правила розподілу очікуваної економії коштів, що виникає внаслідок реалізації Проекту, між генеруючими компаніями, електропередавальними організаціями, а також власниками сонячних електростанцій, які беруть участь у Проекті.

Встановлена на підставі зазначених правил загальна величина очікуваної економії додаткових витрат ОЕС, що призначається для електропередавальних організацій, розподіляється між окремими обленерго, які беруть участь у Проекті, пропорційно коефіцієнтам їх участі в управлінні режимами генерації електроенергії сонячних електростанцій. Тобто визначається максимальний розмір очікуваної винагороди кожної електропередавальної організації, яка бажає взяти участь у Проекті, яка може бути отримано нею в разі дотримання скорегованого графіку генерації електроенергії СЕС.

*Рівень електропередавальної організації.* Дії, виконання яких необхідні на цьому етапі, можуть бути розпочаті після того, як власники сонячних електростанцій, які бажають взяти участь у Проекті, уклали відповідні договори з електропередавальними організаціями і надали свої режимні або характерні добові графіки електроенергії.

На підставі отриманих графіків для кожного із власників сонячних електростанцій, які погодилися взяти участь у Проекті управління режимами генерації електроенергії СЕС в ОЕС України, визначаються скориговані добові графіки генерації електроенергії СЕС.

Виходячи з існуючого і скоригованих графіків генерації електроенергії сонячними електростанціями, окремо для кожного власника СЕС, який бере участь в Проекті, формується ряд проміжних графіків його генерації електроенергії (так зване «меню» профілів електричної генерації). Кожен з графіків із запропонованого власнику СЕС «меню» профілів є одним з проміжних етапів поступового наближення конфігурації його існуючого добового графіку генерації навантаження СЕС, до певного для нього, скоригованого графіку генерації електроенергії СЕС.

На підставі оптимальних графіків генерації електроенергії сонячними електростанціями від власників, які виявили бажання взяти участь у Проекті,

окремо для кожного з них розраховується деякий кількісний показник, що характеризує ступінь участі даного власника у формуванні скоригованого графіку генерації електроенергії сонячними електростанціями електропередавальної організації (обленерго). Такий показник для стислості можна назвати *коефіцієнтом участі власник СЕС*.

На підставі скоригованих графіків електричного навантаження, визначених для споживачів, які бажають взяти участь у Проекті, окремо для кожного з них обчислюється деякий кількісний показник, що характеризує ступінь участі даного споживача в формуванні скоригованого графіка навантаження електропередавальної організації (обленерго). Такий показник для стислості можна назвати коефіцієнтом участі споживача.

Визначена на рівні ДП «Енергоринок» (оптового постачальника електроенергії) загальна величина очікуваної винагороди даної електропередавальної організації, яке може бути отримано нею в разі формування і дотриманні відповідного добового графіку її генерації сонячними електростанціями, розподіляється між окремими власниками СЕС, які беруть участь у Проекті, пропорційно коефіцієнтам їх участі у формуванні скоригованого графіку генерації електроенергії сонячними електростанціями даної обленерго. Тобто, тим самим, визначається оптимальний розмір очікуваної винагороди кожного власника СЕС, який бажає взяти участь у Проекті, яка може бути отримана при формуванні скоригованого графіку його генерації СЕС.

### **3.2.2 Підготовчий етап**

*Рівень електропередавальної організації.* На даному етапі кожний власник сонячної електростанції, який бере участь в Проекті, повинен вибрати один з проміжних графіків (профілів) генерації електроенергії, запропонованих йому у відповідних «меню». Власник сонячної електростанції

може вибрати також деякий «індивідуальний», розроблений ним самим, варіант добового графіку генерації його електричної енергії. При цьому, єдина умова прийнятності будь-якого «індивідуального» варіанту графіку генерації електроенергії полягає в тому, що цей графік повинен знаходитися в межах запропонованого «меню» проміжних профілів генерації.

Тобто, кожний власник сонячної електростанції обирає таку конфігурацію свого характерного добового графіку генерації електроенергії, яку він зобов'язується сформувати і підтримувати протягом певного періоду часу (наприклад, місяця).

На підставі графіків генерації СЕС, обраних власниками, окремо для кожного з них розраховується деякий кількісний показник, що характеризує ступінь участі даної СЕС в формуванні планового графіку генерації електропередавальної організації (плановий коефіцієнт участі власника СЕС).

Кожний обленерго, що бере участь в Проекті, надає ДП «Енергоринок» (оптовому постачальнику електроенергії) сформований нею плановий добовий графік генерації електроенергії сонячними електростанціями.

*Рівень ДП «Енергоринок» (оптового постачальника електроенергії).* На основі планових добових графіків генерації електроенергії сонячними електростанціями, наданими усіма електропередавальними організаціями, які беруть участь у Проекті, формується плановий графік генерації електроенергії сонячними електростанціями ОЕС України.

Виходячи з планових графіків генерації електроенергії сонячними електростанціями електропередавальних організацій, які беруть участь у Проекті, окремо для кожної обленерго, розраховується деякий кількісний показник, що характеризує ступінь її участі у формуванні планового добового графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями ОЕС (плановий коефіцієнт участі обленерго).

Для планового добового графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями об'єднаної енергосистеми з використанням відповідної методики визначаються додаткові витрати, пов'язані з необхідністю компенсації генерації електроенергії сонячними електростанціями. Тим самим, розраховується планова величина економії додаткових витрат енергосистеми, що виникає в разі формування та підтримки кожною з енергопостачальних організацій, що беруть участь в Проекті, планових добових графіків генерації електроенергії сонячними електростанціями.

Отримана таким чином загальна величина планової економії додаткових витрат ОЕС розподіляється між окремими обленерго, які беруть участь у Проекті, пропорційно плановим коефіцієнтам їх участі у формуванні планового графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями енергосистеми. Тобто визначається розмір планової винагороди кожної електропередавальної організації, яка бере участь в Проекті, яка може бути отримано нею в разі формування та підтримання відповідного планового добового графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями.

До кожного обленерго, що бере участь в Проекті, доводиться певний для нього плановий розмір винагороди за участь в формуванні планового добового графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями ОЕС України.

*Рівень електропередавальної організації.* Певна на рівні ДП «Енергоринок» (оптового постачальника електроенергії) загальна величина планової винагороди електропередавальної організації, яка може бути отримано нею в разі формування та підтримки планового добового графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями, розподіляється між окремими власниками, які беруть участь у Проекті, пропорційно плановим коефіцієнтам їх участі у формуванні планового графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями даної обленерго. Тобто тим

самим визначається розмір планованої винагороди кожного власника СЕС, який бере участь в Проекті, яка може бути отримано ним у разі формування та підтримки обраного ним проміжного графіка генерації електроенергії СЕС.

До кожного власника СЕС, який бере участь в Проекті, доводиться певний для нього розмір планової винагороди за формування та підтримку обраного ним проміжного графіка генерації електроенергії.

### **3.2.3 Етап остаточних розрахунків**

*Рівень електропередавальної організації.* Після закінчення відповідного планового періоду кожний власник сонячної електростанції, який бере участь в Проекті, повинен надати електропередавальній організації фактичний добовий графік (профіль) генерації електроенергії сонячною електростанцією.

З урахуванням графіків формується фактичний графік генерації електроенергії сонячними електростанціями електропередавальної організації (обленерго).

На підставі фактичних добових графіків генерації електроенергії сонячними електростанціями, які беруть участь в Проекті, окремо для кожного власника СЕС розраховується кількісний показник, що характеризує ступінь участі даного власника СЕС в формуванні фактичного графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями електропередавальної організації (фактичний коефіцієнт участі власника СЕС).

Кожна обленерго, що бере участь в Проекті, надає ДП «Енергоринок» (оптовому постачальнику електроенергії) фактичний добовий графік генерації електроенергії СЕС.

*Рівень ДП «Енергоринок» (оптового постачальника електроенергії).* Виходячи з фактичних графіків генерації електроенергії сонячними електростанціями електропередавальних організацій, які беруть участь у



Проекті, окремо для кожної обленерго розраховується деякий кількісний показник, що характеризує ступінь її участі у формуванні фактичного добового графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями ОЕС (фактичний коефіцієнт участі обленерго).

Для фактичного добового графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями об'єднаної енергосистеми з використанням відповідної методики визначаються додаткові витрати, пов'язані з необхідністю компенсації нерівномірності генерації електроенергії. Тим самим, розраховується фактична величина економії додаткових витрат енергосистеми, що виникла в результаті формування та підтримання кожною з електропередавальних організацій, що беруть участь в Проекті, фактичних графік генерації СЕС.

Отримана таким чином загальна величина фактичної економії додаткових грошових витрат ОЕС розподіляється між окремими обленерго, які беруть участь у Проекті, пропорційно до фактичних коефіцієнтів їх участі у формуванні фактичного графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями об'єднаної енергосистеми. Тобто, визначається фактичний розмір винагороди для кожної з електропередавальних організацій, які беруть участь у Проекті, який повинен бути одержаний нею у зв'язку з формування та дотриманням фактичного добового графіка генерації електроенергії СЕС.

ДП «Енергоринок» (оптовий постачальник електроенергії) в установленому порядку перераховує кожному обленерго, який бере участь в Проекті, певну суму винагороди за участь в формуванні фактичного добового графіка генерації електроенергії СЕС.

*Рівень електропередавальної організації.* Загальна сума фактичної винагороди електропередавальної організації, перерахована їй ДП «Енергоринок» (оптовим постачальником електроенергії) за формування та підтримку фактичного добового графіка генерації електроенергії СЕС,

розподіляється між окремими власниками, які беруть участь в Проекті, пропорційно до фактичних коефіцієнтів їх участі у формуванні фактичного графіка генерації електроенергії сонячними електростанціями даної обленерго. Тобто, тим самим, визначається розмір фактичної винагороди кожного власника сонячної електростанції, який бере участь в Проекті, який повинен бути одержаним ним у зв'язку з формуванням і підтриманням фактичного добового графіка генерації електроенергії СЕС.

Електропередавальна організація в установленому порядку перераховує кожному власнику СЕС, який бере участь в Проекті, певну для нього суму винагороди за формування і підтримання його фактичного добового графіка генерації електроенергії СЕС.

### **3.3 Реалізація методичних основ створення механізму адресного управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями**

Для прикладу, зробимо припущення, що нехай погодилися взяти участь в Проекті 2 обленерго: Вінницяобленерго та Одесаобленерго, вказані в таблиці 3.1. Розрахунки проведемо для сценарію №4 – встановлена потужність СЕС станом на 2040р. складе 25000 МВт.

Таблиця 3.1 – Графіки генерації сонячних електростанцій ОЕС України та двох обленерго для сценарію розвитку СЕС №4.

Година доби	Графік генерації СЕС ОЕС (МВт)	Графік генерації СЕС Одесаобленерго (МВт)	Графік генерації СЕС Вінницяобленерго (МВт)	Графік генерації СЕС інших обленерго (МВт)
1	0,00	0,00	0,00	0
2	0,00	0,00	0,00	0
3	0,00	0,00	0,00	0
4	348,60	119,64	63,626	165,33
5	1982,66	680,45	361,874	940,34

6	5316,15	1824,51	970,299	2521,3
7	8148,53	2796,58	1487,262	3864,7

Продовження таблиці 3.1

8	10959,11	3761,18	2000,248	5197,7
9	13835,06	4748,20	2525,165	6561,7
10	15207,68	5219,29	2775,693	7212,7
11	16580,29	5690,37	3026,221	7863,7
12	16580,29	5690,37	3026,221	7863,7
13	15207,68	5219,29	2775,693	7212,7
14	13835,06	4748,20	2525,165	6561,7
15	10959,11	3761,18	2000,248	5197,7
16	8148,53	2796,58	1487,262	3864,7
17	5316,15	1824,51	970,299	2521,3
18	1982,66	680,45	361,874	940,34
19	348,60	119,64	63,626	165,33
20	0,00	0,00	0,00	0,00
21	0,00	0,00	0,00	0,00
22	0,00	0,00	0,00	0,00
23	0,00	0,00	0,00	0,00
24	0,00	0,00	0,00	0,00

В даному прикладі розрахунки проводимо на основі графіку генерації електроенергії сонячними електростанціями ОЕС України для сценарію розвитку сонячної енергетики №4, коли загальна встановлена потужність сонячних електростанцій в Україні буде становити 25000 МВт. Погодинні графіки генерації енергосистеми зафіксовані в режимний день 21.06.17, приведені в таблиці 3.1.

Як було сказано в попередньому пункті 3.2, на рівні енергосистеми визначаються скореговані графіки генерації електроенергії сонячними електростанціями обленерго. В ході корегування визначаються погодинні значення генерації енергосистеми СЕС, які можуть бути отримані за умови участі розглядаємих в даному прикладі двох обленерго. Для вирішення

скорегованого графіка, кожний обленерго, який приймає участь в Проекті, повинен надати оптовому постачальнику електроенергії скореговані графіки їх генерації сонячними електростанціями. Скореговані графіки генерації електроенергії сонячними електростанціями енергосистеми України та задіяних в Проекті обленерго наведені в таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Скореговані графіки генерації електроенергії СЕС ОЕС України та двох обленерго задіяних в Проекті.

Година доби	ОЕС (МВт)	Одесаобленерго (МВт)	Вінницяобленерго (МВт)
1	6341,77	4140,04	2201,73
2	6341,77	4140,04	2201,73
3	6341,77	4140,04	2201,73
4	5993,17	4140,04	2201,73
5	4359,11	4140,04	2201,73
6	2794,809	0,00	0,00
7	4283,842	0,00	0,00
8	5761,428	0,00	0,00
9	7273,365	0,00	0,00
10	7662,413	0,00	0,00
11	8716,591	0,00	0,00
12	8716,591	0,00	0,00
13	7994,983	0,00	0,00
14	7273,365	0,00	0,00
15	5761,428	0,00	0,00
16	4283,842	0,00	0,00
17	2794,809	0,00	0,00
18	4359,11	4140,04	2201,73
19	5993,17	4140,04	2201,73
20	6341,77	4140,04	2201,73
21	6341,77	4140,04	2201,73
22	6341,77	4140,04	2201,73
23	6341,77	4140,04	2201,73
24	6341,77	4140,04	2201,73

В результаті сумування скорегованих графіків генерації СЕС всіх задіяних в Проекті обленерго формується скорегований графік генерації електроенергії об'єднаної енергосистеми, який приведений в таблиці 3.2 та на рисунку 3.1.

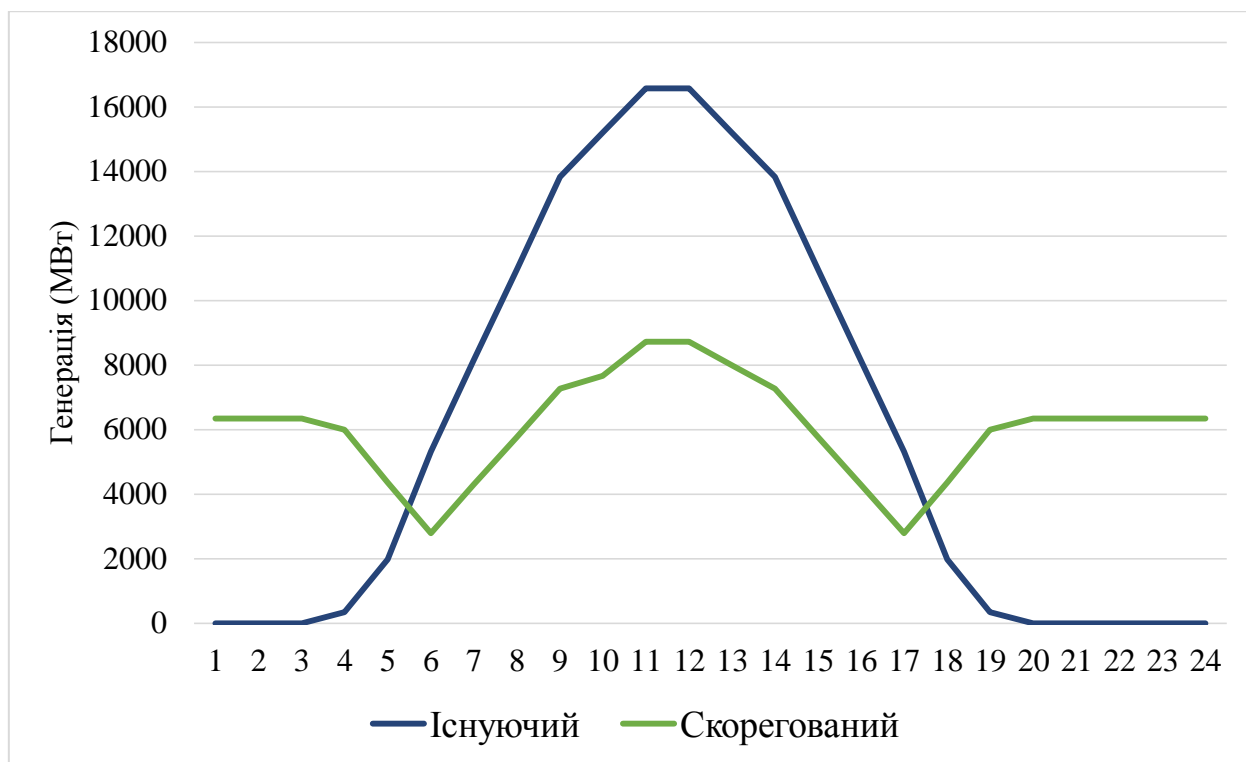


Рисунок 3.1 – Існуючий та скорегований графік генерації електроенергії СЕС об'єднаної енергосистеми

На основі сформованого таким чином скорегованого графіка генерації електроенергії СЕС енергосистеми, необхідно визначити очікувану максимальну величину економії витрат на виробництво електроенергії, яка виникає внаслідок формування та дотримання скорегованого графіка генерації електроенергії СЕС, яка може бути досягнута при участі в даному прикладі двох обленерго.

Для спрощення кількісної оцінки очікуваної економії, побудована регресійна залежність між коефіцієнтом, який характеризує частку генерації електроенергії СЕС в період з 06:00 до 17:00 та сумарною величиною

додаткових витрат енергосистеми внаслідок компенсації генерації електроенергії СЕС зображений на рисунку 3.2. Даний графік побудований на основі рівняння регресії додаткових витрат енергосистеми внаслідок компенсації генерації електроенергії СЕС в залежності від коефіцієнта, який характеризує частку генерації в денний період. Дане рівняння парної регресії має вигляд:

$$Z_{\Sigma_{TEC}} = 32405,0247 \cdot K_{CEC} - 15172,0569$$

В свою чергу, коефіцієнт,  $K_{CEC}$ , який характеризує частку генерації електроенергії СЕС в період з 06:00 до 17:00 визначається за формулою:

$$K_{CEC} = \frac{W_{CEC\_OPT}}{W_{CEC\_ICH}} \quad (3.2)$$

де,  $K_{CEC}$  – коефіцієнт, який характеризує частку генерації електроенергії СЕС в період з 06:00 до 17:00 (в.о) ;

$W_{CEC\_OPT}$  – кількість електроенергії виробленої СЕС за оптимальним графіком генерації СЕС в період з 06:00 до 17:00 (кВт·год) ;

$W_{CEC\_ICH}$  – кількість електроенергії виробленої СЕС за існуючим графіком генерації СЕС в період з 06:00 до 17:00 (кВт·год).

Для визначення максимальної економії витрат енергосистеми, що виникає внаслідок компенсації генерації електроенергії СЕС (рисунок 3.1), необхідно визначити частку генерації електроенергії СЕС для скорегованого графіку генерації. Числове значення коефіцієнту  $K_{CEC}$  дорівнює 0,523.

На основі приведеної регресійної залежності (рисунок 3.2) максимальна економія витрат енергосистеми, що відповідає скорегованому графіку генерації електроенергії СЕС, округлено складає 15,4 млрд. грн. за розрахунковий період.

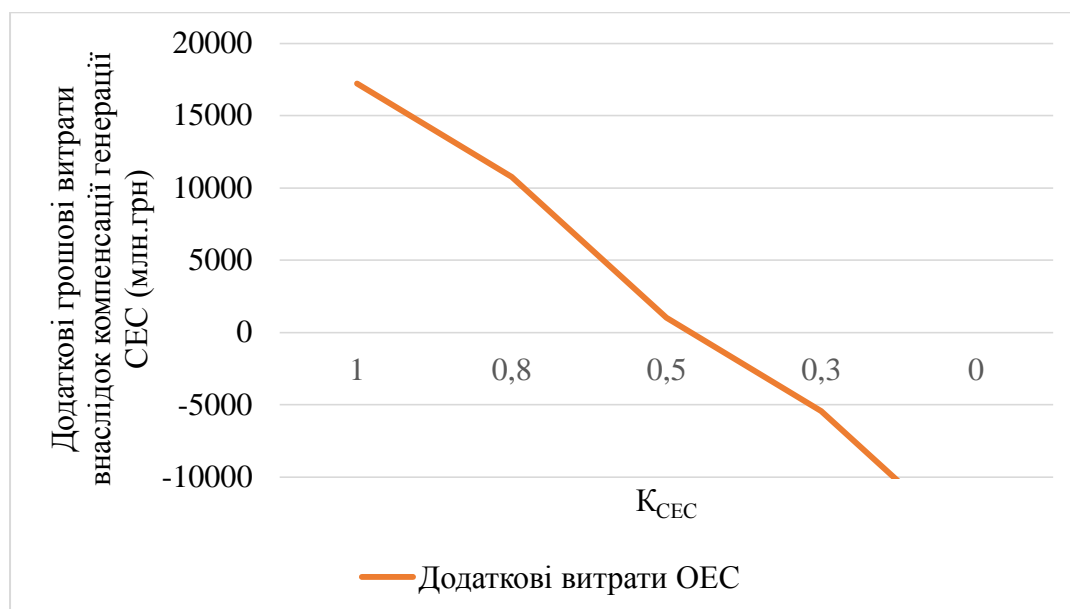


Рисунок 3.2 – Регресійна залежність між коефіцієнтом, який характеризує частку генерації в денний період та додатковими витратами енергосистеми внаслідок компенсації генерації СЕС.

Для оцінки величини максимальної винагороди кожної з обленерго, задіяних в Проекті, необхідно визначити коефіцієнти їх індивідуального внеску на зміну графіка генерації електроенергії СЕС від існуючого до скорегованого. В свою чергу, коефіцієнт внеску обленерго розраховується як відношення встановленої потужності СЕС обленерго даної обленерго до встановленої загальної потужності СЕС усіх обленерго, які беруть участь в Проекті.

Пропорційно коефіцієнтам внеску розподіляється максимальна економія витрат енергосистеми внаслідок компенсації генерації електроенергії СЕС. Результати розрахунку коефіцієнтів індивідуального внеску обленерго та максимальна можлива винагорода наведені в таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Коефіцієнти індивідуального внеску обленерго та максимально можлива винагорода обленерго, які приймають участь в Проекті.

Обленерго	Коефіцієнт індивідуального внеску обленерго	Максимально можлива винагорода обленерго, млрд. грн.
Одесаобленерго	0,652	10,0408
Вінницяобленерго	0,375	5,775

На підготовчому етапі на рівні кожного обленерго визначаються скореговані графіки генерації електроенергії власників сонячних електростанцій приєднаних до електричних мереж даного обленерго, який бере участь в Проекті.

В даному прикладі зробимо допущення, що в кожній з обленерго погодилися взяти участь власники двох сонячних електростанцій. Для цих сонячних електростанцій визначаються скореговані графіки генерації електроенергії.

Для визначення скорегованих графіків генерації електроенергії СЕС вирішується оптимізаційна задача. Результати рішення даної оптимізаційної задачі для кожного обленерго наведені в таблицях (3.4-3.5).

Таблиця 3.4 – Скореговані графіки генерації власників СЕС під'єднаних до мереж Одесаобленерго

Година доби	Фактичний скорегований графік генерації СЕС Одесаобленерго (МВт)	Скорегований графік генерації СЕС «ФРАНКО ПІВІ» (МВт)	Скорегований графік генерації СЕС «ФРАНКО СОЛАР» (МВт)
1	698,41	354,00	344,41
2	698,41	354,00	344,41
3	698,41	354,00	344,41
4	818,05	354,00	344,41



5	1378,86	354,00	344,41
6	1126,10	0,00	0,00

Продовження таблиці 3.4

7	2098,17	0,00	0,00
8	3062,77	0,00	0,00
9	4049,80	0,00	0,00
10	4520,88	0,00	0,00
11	4991,96	0,00	0,00
12	4991,96	0,00	0,00
13	4520,88	0,00	0,00
14	4049,80	0,00	0,00
15	3062,77	0,00	0,00
16	2098,17	0,00	0,00
17	1126,10	0,00	0,00
18	1378,86	354,00	344,41
19	818,05	354,00	344,41
20	698,41	354,00	344,41
21	698,41	354,00	344,41
22	698,41	354,00	344,41
23	698,41	354,00	344,41
24	698,41	354,00	344,41

Таблиця 3.5 – Скореговані графіки генерації власників СЕС під'єднаних до мереж Вінницяобленерго

Година доби	Фактичний скорегований графік генерації СЕС Вінницяобленерго (МВт)	Скорегований графік генерації СЕС «ЕНЕРГОСОЛАР» (МВт)	Скорегований графік генерації СЕС «ЛІДЕР» (МВт)
1	492,72	118,69	374,03
2	492,72	118,69	374,03
3	492,72	118,69	374,03
4	556,35	118,69	374,03
5	854,59	118,69	374,03
6	477,58	0,00	0,00
7	994,54	0,00	0,00
8	1507,53	0,00	0,00

9	2032,44	0,00	0,00
---	---------	------	------

Продовження таблиці 3.5

10	2282,97	0,00	0,00
11	2533,50	0,00	0,00
12	2533,50	0,00	0,00
13	2282,97	0,00	0,00
14	2032,44	0,00	0,00
15	1507,53	0,00	0,00
16	994,54	0,00	0,00
17	477,58	0,00	0,00
18	854,59	118,69	374,03
19	556,35	118,69	374,03
20	492,72	118,69	374,03
21	492,72	118,69	374,03
22	492,72	118,69	374,03
23	492,72	118,69	374,03
24	492,72	118,69	374,03

Для оцінки величини максимальної винагороди, яку отримає кожний власник сонячної електростанції, задіяної в Проекті, необхідно визначити коефіцієнти їх індивідуального внеску на зміну графіка генерації електроенергії СЕС обленерго від існуючого до оптимального. В свою чергу, коефіцієнт внеску власника СЕС розраховується як відношення встановленої потужності СЕС власника даної обленерго до встановленої загальної потужності СЕС усіх власників, які беруть участь в Проекті.

Пропорційно коефіцієнтам внеску розподіляється максимальна економія витрат енергосистеми внаслідок компенсації генерації електроенергії СЕС. Результати розрахунку коефіцієнтів індивідуального внеску власників СЕС та максимальна можлива винагорода для кожного обленерго наведені в таблицях (3.6-3.7).

Таблиця 3.6 – Коефіцієнти індивідуального внеску конкретних СЕС та їх максимально можлива винагорода, приєднаних до мереж Одесаобленерго

Назва СЕС	Коефіцієнт індивідуального внеску обленерго	Максимально можлива винагорода обленерго, млн. грн.
ТОВ «ФРАНКО ПІВІ»	0,506	853
ТОВ «ФРАНКО СОЛАР»	0,494	832

Таблиця 3.7 – Коефіцієнти індивідуального внеску конкретних СЕС та їх максимально можлива винагорода, приєднаних до мереж Вінницяобленерго

Назва СЕС	Коефіцієнт індивідуального внеску обленерго	Максимально можлива винагорода обленерго, млн. грн.
ТОВ «ЕНЕРГОСОЛАР»	0,240	308
ТОВ «ЛІДЕР»	0,760	978

Очевидно, що для власників СЕС швидкий перехід від існуючих графіків до оптимальних практично неможливий. Тому, на підготовчому етапі, на рівні обленерго для кожного власника сонячної електростанції, який приймає участь в Проекті, формується деякий набір «профілів» генерації електроенергії, тобто ряд проміжних графіків генерації електроенергії тої чи іншої сонячної електростанції від її дійного графіка генерації до встановленої для неї оптимального графіка.

В даному прикладі для кожної сонячної електростанції пропонується сформувати набір з трьох «профілів» генерації.

Проміжні графіки генерації електроенергії сонячною електростанцією ТОВ «ФРАНКО ПІВІ», яка приєднана до мереж Одесаобленерго, наведені в таблиці 3.8.

Таблиця 3.8 – Проміжні графіки генерації електроенергії сонячною електростанцією ТОВ «ФРАНКО ПІВІ» Одесаобленерго

Година доби	Існуючий	Профіль №1	Профіль №2	Профіль №3	Оптимальний
1	0,00	265,50	177,00	88,50	354,00
2	0,00	265,50	177,00	88,50	354,00
3	0,00	265,50	177,00	88,50	354,00
4	10,23	265,50	177,00	88,50	354,00
5	58,18	265,50	177,00	88,50	354,00
6	156,01	88,50	177,00	265,50	0,00
7	239,13	88,50	177,00	265,50	0,00
8	321,61	88,50	177,00	265,50	0,00
9	406,00	88,50	177,00	265,50	0,00
10	446,28	88,50	177,00	265,50	0,00
11	486,56	88,50	177,00	265,50	0,00
12	486,56	88,50	177,00	265,50	0,00
13	446,28	88,50	177,00	265,50	0,00
14	406,00	88,50	177,00	265,50	0,00
15	321,61	88,50	177,00	265,50	0,00
16	239,13	88,50	177,00	265,50	0,00
17	156,01	88,50	177,00	265,50	0,00
18	58,18	265,50	177,00	88,50	354,00
19	10,23	265,50	177,00	88,50	354,00
20	0,00	265,50	177,00	88,50	354,00
21	0,00	265,50	177,00	88,50	354,00
22	0,00	265,50	177,00	88,50	354,00
23	0,00	265,50	177,00	88,50	354,00
24	0,00	265,50	177,00	88,50	354,00

Для більшої наглядності результати формування проміжних «профілів» генерації електроенергії для сонячної електростанції ТОВ «ФРАНКО ПІВІ», приєднаної до мереж Одесаобленерго приведені на рисунках 3.3 -3.7.

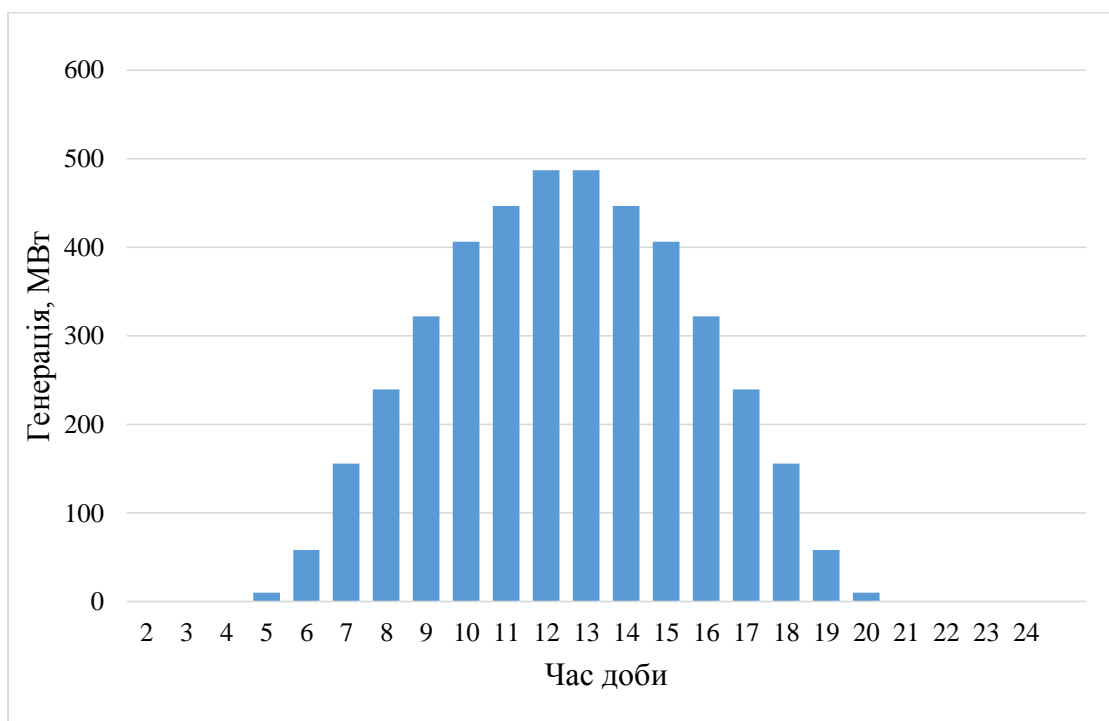


Рисунок 3.3 – Існуючий графік генерації електроенергії сонячної електростанції ТОВ «ФРАНКО ПІВІ» Одесиобленерго

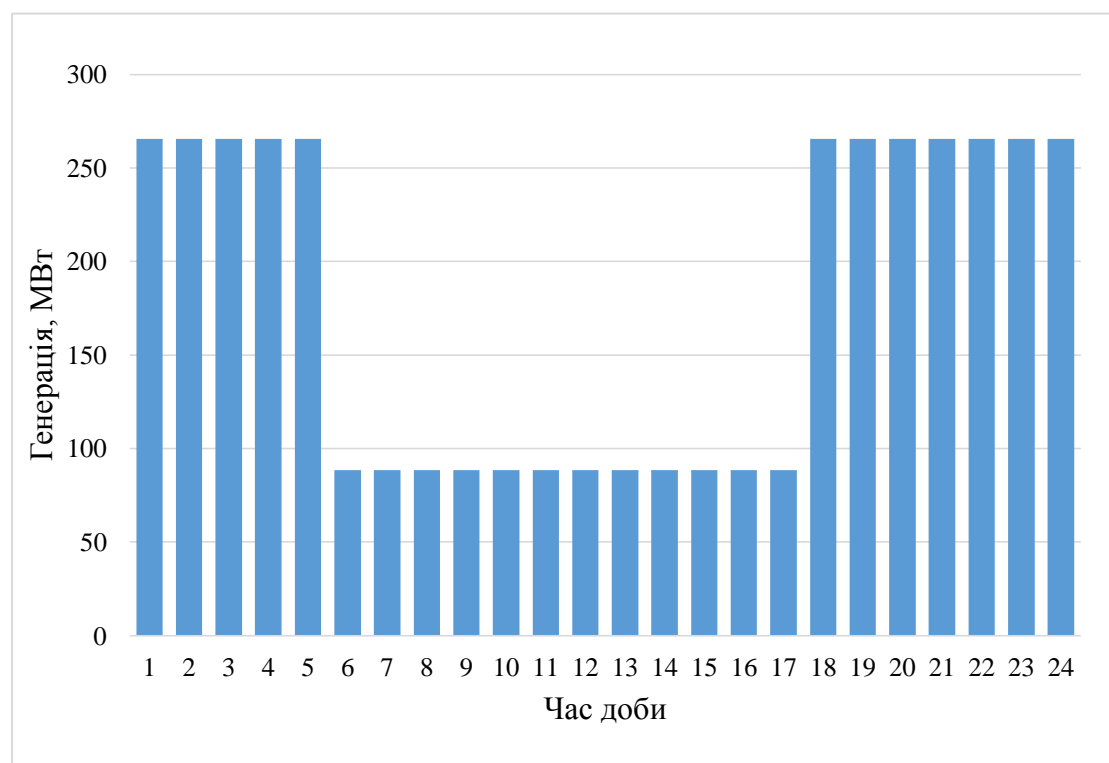


Рисунок 3.4 – Проміжний графік генерації електроенергії сонячної електростанції ТОВ «ФРАНКО ПІВІ» Одесиобленерго (Профіль №1)

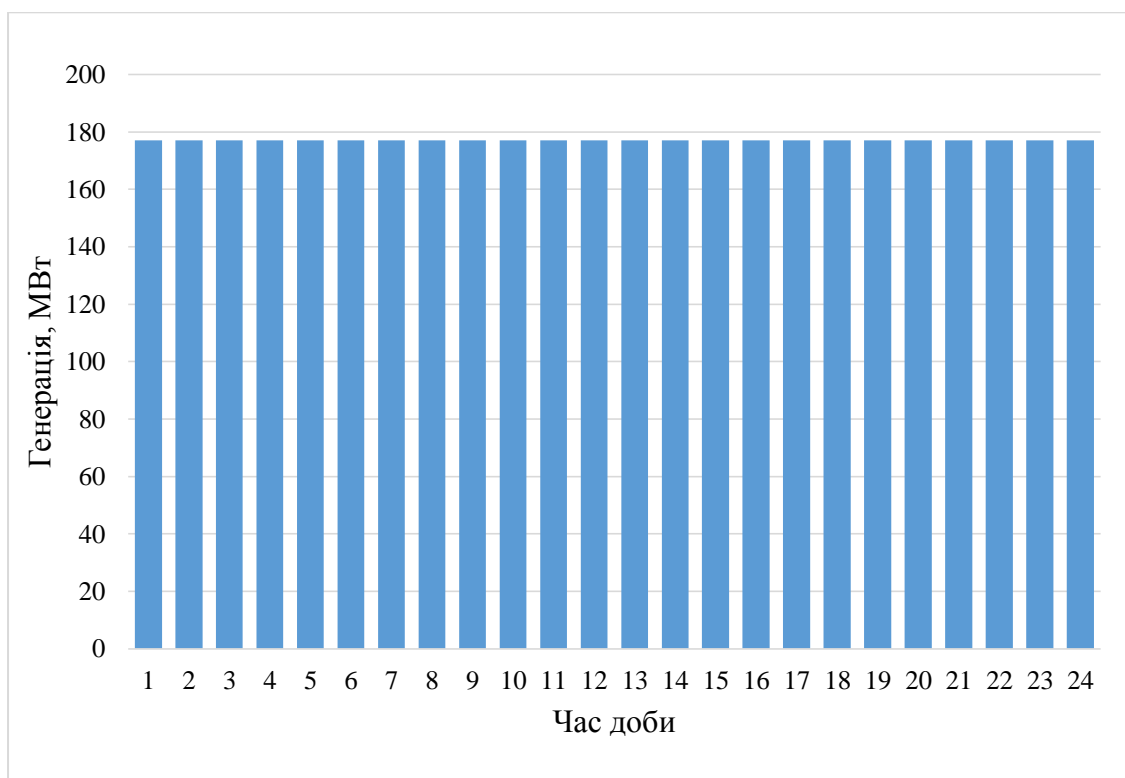


Рисунок 3.5 – Проміжний графік генерації електроенергії сонячної електростанції ТОВ «ФРАНКО ПІВІ» Одесиобленерго (Профіль №2)

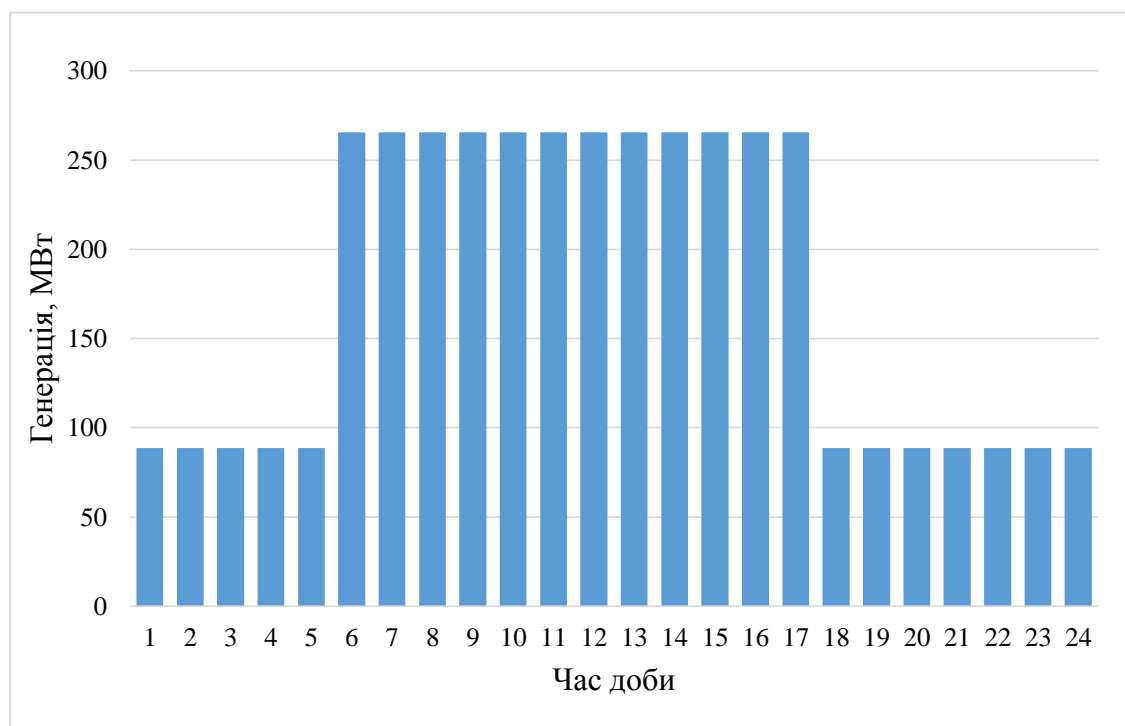


Рисунок 3.6 – Проміжний графік генерації електроенергії сонячної електростанції ТОВ «ФРАНКО ПІВІ» Одесиобленерго (Профіль №3)

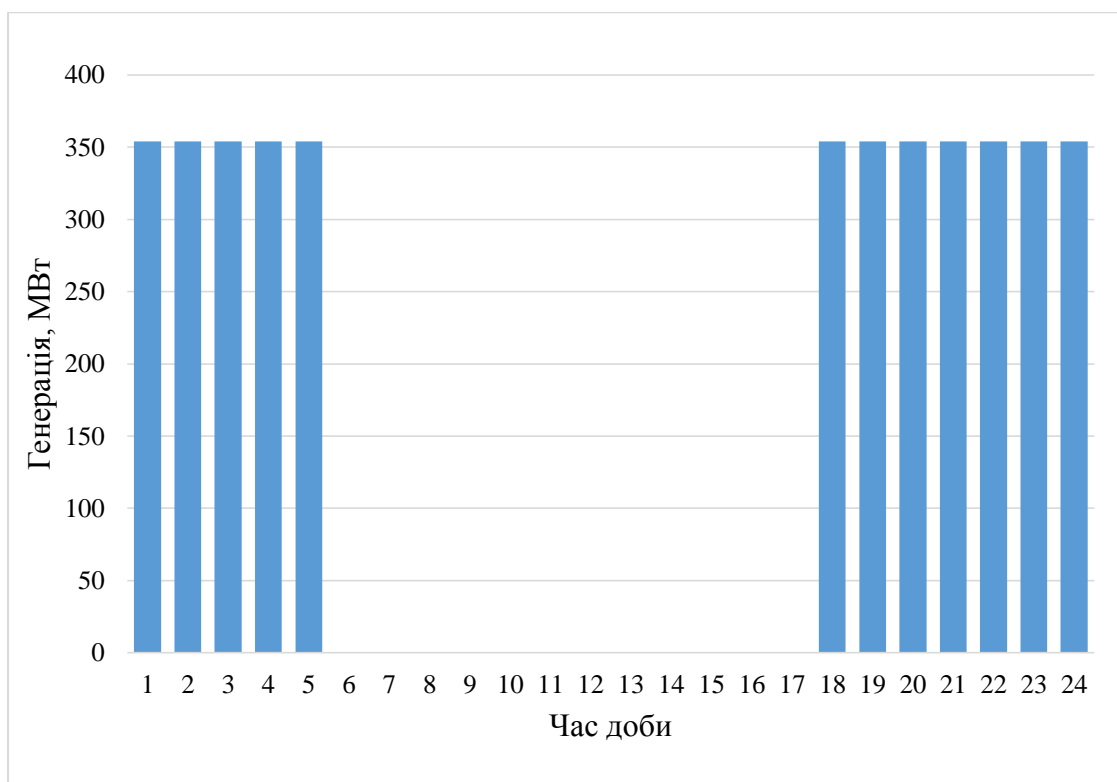


Рисунок 3.7 – Оптимальний графік генерації електроенергії сонячної електростанції ТОВ «ФРАНКО ПІВІ» Одесиобленерго

Аналогічним чином були сформовані проміжні графіки генерації електроенергії для кожної сонячної електростанції задіяної в Проекті, приєднаної до мереж двох обленерго, які беруть участь в Проекті.

Наприклад, погодинні значення генерації електроенергії сонячною електростанцією ТОВ «ФРАНКО СОЛАР» Одесиобленерго наведені в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9 – Проміжні графіки генерації електроенергії сонячною електростанцією ТОВ «ФРАНКО СОЛАР» Одесиобленерго

Година доби	Існуючий	Профіль №1	Профіль №2	Профіль №3	Оптимальний
1	0,00	258,30	172,20	86,10	344,41
2	0,00	258,30	172,20	86,10	344,41
3	0,00	258,30	172,20	86,10	344,41

4	9,95	258,30	172,20	86,10	344,41
---	------	--------	--------	-------	--------

Продовження таблиці 3.9

5	56,61	258,30	172,20	86,10	344,41
6	151,78	86,10	172,20	258,30	0,00
7	232,65	86,10	172,20	258,30	0,00
8	312,89	86,10	172,20	258,30	0,00
9	395,00	86,10	172,20	258,30	0,00
10	434,19	86,10	172,20	258,30	0,00
11	473,38	86,10	172,20	258,30	0,00
12	473,38	86,10	172,20	258,30	0,00
13	434,19	86,10	172,20	258,30	0,00
14	395,00	86,10	172,20	258,30	0,00
15	312,89	86,10	172,20	258,30	0,00
16	232,65	86,10	172,20	258,30	0,00
17	151,78	86,10	172,20	258,30	0,00
18	56,61	258,30	172,20	86,10	344,41
19	9,95	258,30	172,20	86,10	344,41
20	0,00	258,30	172,20	86,10	344,41
21	0,00	258,30	172,20	86,10	344,41
22	0,00	258,30	172,20	86,10	344,41
23	0,00	258,30	172,20	86,10	344,41
24	0,00	258,30	172,20	86,10	344,41

На підставі величини максимальної винагороди, яка може бути отримана кожною з електростанцій може бути отримана шляхом лінійної інтерполяції. Наприклад, результат визначення орієнтовної винагороди сонячної електростанції ТОВ «ФРАНКО ПІВІ» приєднаної до мереж Одесиобленерго у випадку підтримання нею кожного з сформованих проміжних графіків, «профілів», генерації електроенергії приведено на рисунку 3.8.

Аналогічним чином, шляхом лінійної інтерполяції, була отримана оцінка орієнтовного значення винагороди для кожної сонячної електростанції, яка приймає участь у Проекті, приєднаної до мереж обленерго, які задіяні в



Проекті, сформовані для них «профілі» проміжних графіків навантаження, а також визначено орієнтовний розмір винагороди за підтримання проміжних графіків генерації електроенергії.

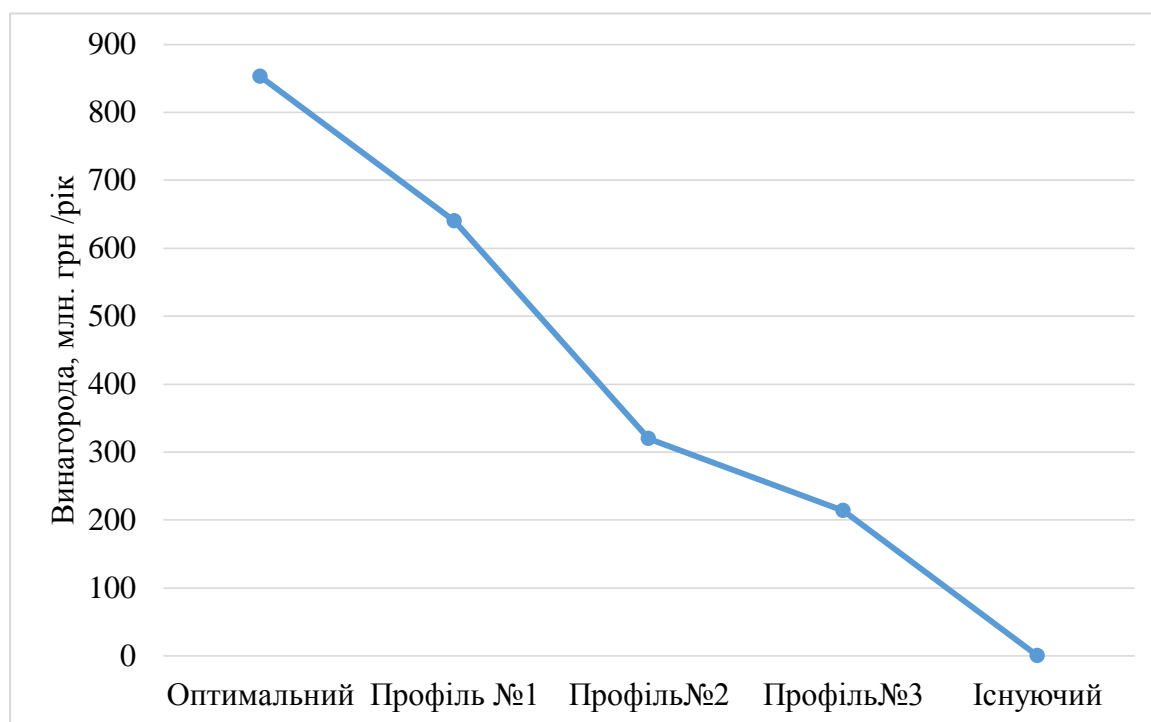


Рисунок 3.8 – Результати оцінки орієнтовної винагороди сонячної електростанції ТОВ «ФРАНКО ПІВІ» приєднаної до мереж Одесиобленерго у випадку підтримання нею кожного з сформованих проміжних графіків, «профілів», генерації електроенергії

### Висновки по розділу:

1. Виконані в даному розділі розрахунки дають можливість вважати викладені в розділі 3 магістерської дисертації методичні положення придатними для побудови та практичного використання механізму адресного управління режимами генерації сонячних електростанцій.

2. Для спрощення кількісної оцінки економії, що виникає в результаті управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями, доцільно використовувати побудовану регресійну залежність між коефіцієнтом, що характеризує частку генерації

електроенергії сонячних електростанцій в денний період та додаткових витрат енергосистеми внаслідок компенсації генерації електроенергії СЕС.

3. Для визначення величини очікуваної винагороди кожного з учасників Проекту (обленерго та власників сонячних електростанцій) необхідно визначити коефіцієнти їх індивідуального внеску на зміну графіків генерації енергосистеми.

4. Отримані в даному розділі результати розрахунків дозволяють стверджувати, що застосування даного механізму дозволить створити дієві стимули до активної участі електропередавальних організацій та власників СЕС в управлінні режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями.

## РОЗДІЛ 4. РОЗРОБЛЕННЯ СТАРТАП-ПРОЕКТУ

### 4.1 Опис ідеї проекту та визначення загального напрямку використання

Ідея стартап-проекту полягає у створенні консалтингової компанії з надання консалтингових послуг з побудови та супроводу функціонування механізму управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями. Загальний опис ідеї проекту зведемо до таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Опис ідеї стартап-проекту

Зміст ідеї	Напрямки застосування	Вигоди для користувача
Впровадження механізму адресного управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями	Надання консультативних послуг з побудови та супроводу функціонування механізму адресного управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями	<ul style="list-style-type: none"> <li>Доступ до інформаційної бази на різних рівнях (ДП «Енергоринок», обленерго, власник сонячної електростанції.</li> <li>Наявність інвестицій.</li> </ul>

Аналіз потенційних техніко-економічних переваг ідеї проекту в порівнянні з пропозиціями конкурентів зведена до таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Визначення сильних, слабких та нейтральних характеристик ідей проекту

№ п/п	Техніко-економічні характеристики ідеї	(потенційні) товари / концепції конкурентів			W	N	S
		Мій проект	Конкурент 1	Конкурент 2			
1	Оперативність	1	3	2	3	1	1
2	Сучасність	1	2	3		2, 3	1
3	Надійність	1	2	3		1, 2, 3	
4	Комплексність	1	2	3	3	2	1
5	Вартість	1	2	3		1, 3	2

Визначений перелік слабких, сильних та нейтральних характеристик та властивостей ідеї потенційного товару є підґрунтям для формування його конкурентоспроможності.

Отже, технічна реалізація проекту можлива. Технології є наявними та доступними. Існує необхідність створення відповідного програмного забезпечення та напрацювання інформаційної бази.

## 4.2 Опис ідеї проекту та визначення загального напрямку використання

Аналіз потенційних груп клієнтів, їх характеристики, та перелік вимог покращення після впровадження проекту. Результати представимо у таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Характеристика потенційних клієнтів стартап-проекту

Потреба	Цільова аудиторія	Поведінка клієнтів	Вимоги
Формування заданого «профіля» генерації електроенергії сонячною електростанцією	ДП «Енергоринок», обленерго, власник сонячної електростанції	Поведінка може різнитися, характеризується бажанням чи не бажанням приймати участь в Проекті	Сформувати та підтримувати оптимальний, заданий «профіль» генерації електроенергії сонячною електростанцією

В таблицях 4.4 та 4.5 представлений аналіз ринкового середовища, а саме фактори загроз та можливостей.

Таблиця 4.4 – Фактори загроз

№	Фактор	Зміст загрози	Можлива реакція компанії
1	Недосягнення сформованих результатів	Недостовірність інформації, наявність похибки	Зміна розрахункових методів, проведення додаткових калькуляцій

## Продовження таблиці 4.4

2	Попит	Відсутність	Застосування маркетингових методів, робота з населенням
---	-------	-------------	---

Таблиця 4.5 – Фактори можливостей

№	Фактор	Зміст можливості	Можлива реакція компанії
1	Новизна	Унікальний механізм адресного управління генерацією електроенергії	Витрати вдосконалення розрахункових методів, програмне забезпечення
2	Вдосконалення моделей	Застосування нових методів	Підвищення конкурентоспроможності

Детальний аналіз умов конкуренції в галузі виконано за моделлю М. Портера та представлено в таблиці 4.6.

Таблиця 4.6 – Аналіз конкуренції в галузі за М. Портером

Складові аналізу	Прямі конкуренти в галузі	Потенційні конкуренти	Клієнти
Висновки	Відсутні	Відсутні	ДП «Енергоринок», електропередавальні організації, власники сонячних електростанцій

На основі аналізу конкуренції наведеного в таблиці 4.6 визначається та обґрунтовується перелік факторів конкурентоспроможності. Результати аналізу зведені в таблицю 4.7.

Таблиця 4.7 – Обґрунтування факторів конкурентоспроможності

№	Фактор конкурентоспроможності	Обґрунтування
1	Новизна	Унікальний механізм адресного управління генерацією СЕС

## Продовження таблиці 4.7

2	Термін виконання робіт	Швидке визначення оптимальних «профілів»
---	------------------------	--

За визначеними факторами конкурентоспроможності (таблиця 4.7) проведено аналіз сильних та слабких сторін стартап-проект. Результати представлені в таблиці 4.8.

Таблиця 4.8 – Порівняльний аналіз сильних та слабких сторін з компанією-конкурентом

№ п/п	Фактор конкурентоспроможності	Бали 1-20	Рейтинг послуг у порівнянні з іншою компанією-конкурентом						
			-3	-2	-1	0	+1	+2	+3
1	Новизна	15							V
2	Термін виконання робіт	10					V		
3	Інформаційне забезпечення	13						V	
4	Ціна	12						V	

Фінальним етапом аналізу можливостей проекту є складання SWOT – аналізу. Результати SWOT – аналізу представлено в таблиці 4.9.

Таблиця 4.9 – SWOT – аналіз

Сильні сторони:	Слабкі сторони:
- наявність унікальної ідеї; - виявлення потенційних покупців;	- необхідність інвестування; - відсутність алгоритму впровадження;
Можливості:	Загрози:
- актуальність теми на ринку енергетики;	- не правильне розуміння механізму; - не виконання встановлених мети та цілі.

Перелік ринкових загроз та ринкових можливостей складено на основі аналізу факторів загроз та факторів можливостей маркетингового середовища. Ринкові загрози та ринкові можливості є наслідками впливу факторів, і, на відміну від них, ще не є реалізованими на ринку та мають певну ймовірність здійснення. Альтернативи ринкового впровадження стартап-проекту представлено в таблиці 4.10.

Таблиця 4.10 – Альтернативи ринкового впровадження стартап-проекту

№	Альтернатива ринкової поведінки	Ймовірність отримання ресурсів	Строки реалізації
1	Спільна робота з електропередавальними підприємствами, енергетичними підрозділами	Висока	2 роки

#### **Висновки по розділу:**

1. Ідеєю стартап-проекту є створення консалтингової компанії з надання консультативних послуг з побудови та упровадження функціонування механізму адресного управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями.

2. Створення компанії з даними функціональними обов'язками є перспективним, з огляду на те, що діяльність компанії спрямована на економію коштів електропередавальних організацій, внаслідок підтримання власниками сонячних електростанцій відповідних «профілів» генерації електроенергії сонячними електростанціями.

## ВИСНОВКИ

1. Використання відновлювальних джерел енергії є одним із найбільш важливих напрямів енергетичної політики України, спрямованої на заощадження традиційних паливно-енергетичних ресурсів та покращення екологічної ситуації в країні.

2. Вимушене використання енергоблоків ТЕС в якості маневрених потужностей енергосистеми неминуче пов'язане зі значними додатковими витратами на виробництво електроенергії. Виділяють дві основні складові цих витрат: додаткові витрати палива на щоденні пуски теплових енергоблоків, та витрати, які пов'язані з використанням енергоблоків у енергетично неефективних режимах.

3. Одним з можливих напрямів зменшення додаткових грошових витрат енергоблоків теплових електростанцій є створення та використання механізму адресного управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями, який представляє собою окремий Проект.

4. Метою створення даного механізму є зниження витрати органічного палива (природного газу, мазуту, вугілля), інших матеріальних ресурсів, а також грошових витрат внаслідок компенсації генерації електроенергії сонячних електростанцій.

5. Однією з переваг даного механізму адресного управління режимами генерації електроенергії сонячними електростанціями полягає в тому, що економічне стимулювання участі електропередавальних організацій та власників сонячних електростанцій в управлінні режимами генерації СЕС пропонується здійснювати тільки по відношенню тільки до учасників даного Проекту.



## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Маляренко В. А. Неравномерность графика нагрузки энергосистемы и способы ее выравнивания / В. А. Маляренко, И. Е. Нечмоглод. // Світлотехніка та електроенергетика. – 2011. – №4. – С. 61–69.
2. Ковецкий В. М. Оценка маневренных возможностей электрогенерирующих установок для обеспечения качества электроэнергии. / В. М. Ковецкий, М. М. Ковецкая. // Проблеми загальної енергетики. – 2007– №16 – С. 47– 53.
3. Гущина Е. В. Повышение энергоэффективности путем регулирования режимов энергопотребления / Е. В. Гущина. // Молодёжь и наука: Сборник материалов VI Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных [Электронный ресурс]. - Красноярск: Сибирский федеральный ун-т. - 2011. - Режим доступа: <http://conf.sfu-kras.ru/sites/mn2010/section13.html>
4. Алферова Т. В. Разработка программы по расчету условий оптимального горизонтального маневрирования электрической нагрузкой с целью снижения пиковой мощности в среде DELPHI / Т. В. Алферова, В. В. Бахмутская, А. Ю. Гуз. // Электротехника и энергетика вестник ГГТУИМ. П. О. СУХОГО –2013. –№3. – С. 101–109.
5. Гордеев В. И. Регулирование максимума нагрузки промышленных электрических сетей. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 186с.
6. Гнедой Н. В. Энергетическая ситуация в Украине / Н. В. Гнедой. // Промышленная энергетика. – 1998. – №5. – С. 10– 14. 23.
7. Карп И. Н. Эффективность и перспективы использования природного газа в энергетике Украины. / И. Н. Карп, А. В. Степанов. // Экотехнологии и ресурсосбережение. –1999. –№1. –С. 3–9.

8. Тонкаль В. Е. Анализ состояния и перспективы развития электроэнергетики Украины/ В. Е. Тонкаль, М. Н. Кулик // Анализ Проблемы энергосбережения.-1995.- №1. – С.23–32.
9. Дерзкий, В. Г. Реформирование рынка в электроэнергетике Украины и ценообразование / В. Г. Дерзкий // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2012. – № 11. – С. 13–29.
10. Про національний план дій з відновлювальної енергетики на період до 2020 року [Електронний ресурс]. Режим доступу: <http://zakon.rada.gov.ua/laws/show/902-2014-%D1%80>
11. Огляд розвитку сектору ВДЕ за I квартал 2018 року [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://www.slideshare.net/NKREKP/i-2018-92025082>
- 12.Звіт з оцінки відповідності (достатності) генеруючих потужностей [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://ua.energy/wp-content/uploads/2017/10/Zvit-z-otsinky-vidpovidnosti-dostatnosti-generuyuchyh-potuzhnostej.pdf>
13. Патон Б. Помогут ли газовые турбины преодолеть Проблемы энергосистемы Украины? [Електронний ресурс] // Б. Патон, А. Халатов. – 2009. – Режим доступа: [http://www.journal.esco.co.ua/2009\\_2/art025.htm](http://www.journal.esco.co.ua/2009_2/art025.htm)
14. Шевченко В. В. Режимы эксплуатации турбогенераторов с учетом требований устойчивости работы энергосистемы / В. В. Шевченко, А. В. Строкоус. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит: Energy saving. Power engineering. Energy audit. – 2016. – № 1. – С. 33–42
15. Савицкий С. М. Выравнивание графика электропотребления в энергосистеме путем использования теплоаккумуляторов / С. М. Савицкий. // Вісник НТУ «ХПІ». –2016– №15. – С. 34–37.
16. Северин В. П. Проблема маневренности энергоблока АЭС и развитие моделей его систем управления. / В. П. Северин, Е. Н. Никулина, Д. А. Лютенко, Е. Ю. Бобух. // Вісник НТУ «ХПІ». – 2014. – №61. – С. 24–29.

17. Калінчик В. П. Оцінка та аналіз методів вирівнювання графіків навантаження виробничих систем / В. П. Калінчик, О. В. Скачок. // Енергетика: економіка, технології, екологія.. – 2013. – №3. – С. 57–62.
18. Малярєнко В. А. Электрическая энергия как источник диверсификации топлива в системах горячего водоснабжения ЖКХ / В. А. Малярєнко, И. Е. Щербак, И. Д. Колотило. // Энергосбережение. Энергетика. Энергоаудит. – 2013. – С. 19–23.
19. Поспелов А. А. Об учете влияния неравномерности суточных графиков электрической нагрузки при расчете номинальных удельных расходов топлива по энергоблокам. / А. А. Поспелов, Г. В. Ледуховский, А. А. Борисов. // Вестник ИГЭУ – 2008 – №4. – С.
20. Находов В. Ф. Оцєка потенцiала зниження затрат енергосистеми в результатє вирівнювання суточних графіків єє електричної награвзки [Текст] / В. Ф. Находов, А. И. Замулко, Мохаммад Аль Шарари, В. В. Чекамова. // вісник НТУ«ХПІ». – 2016. – № 4.(1176) – С.21–31.